JOURNAL
DU SYNDICAT
PROFESSIONNEL
DES INGÉNIEURS
D'HYDRO-QUÉBEC



UN ÉCLAIRAGE DIFFÉRENT

Numéro spécial

Panne de réseau

La panne de réseau

SPIHQ

L'ÉCHO est le journal officiel du Syndicat professionnel des ingénieurs d'Hydro-Québec. Les articles de ce journal peuvent être reproduits, en tout ou en partie, à condition d'en citer la source. Les opinions émises dans ce journal ne représentent pas nécessairement les politiques du Syndicat professionnel des ingénieurs d'Hydro-Québec. L'adresse du SPIHQ est le 600, rue Sherbrooke Est, 2e étage, Montréal (Québec) H2L 1K1. Vous pouvez nous joindre par téléphone au (514) 845-4239 ou au 1 800 567-1260, par télécopieur au (514) 845-0082 ou au 1 800 947-1767 ou par courrier électronique à spihq@spihq.qc.ca.

Dépôt légal : Bibliothèque nationale du Québec et Bibliothèque nationale du Canada (ISSN 0710-2879)

Le comité ÉCHO est présentement constitué de :

Élias Aboumrad, responsable
(514) 289-2211 p. 4306

Jean Fecteau
(514) 840-3000 p. 3543

Illustrations et esquisses
Nikolaï Turkedjev

Révision et correction d'épreuves
Mégamots services-conseils inc.
France Duchesne
megamots@videotron.ca

Numéro spécial

Tirage
2 200 exemplaires

Mise en pages
Servaco inc.
Tél. : (514) 276-2601
Téléc. : (514) 276 –2894
8020, rue Saint-Hubert
Montréal (Québec)
H2R 2P3,
Courriel : servaco@videotron.ca

Impression
Imprimerie Raymond
Tél. : (514) 277-3329
Téléc. : (514) 276-7457
8030, rue Saint-Hubert
Montréal (Québec)
H2R 2P3

L'ÉCHO



Photo de couverture

La panne de réseau

Numéro spécial

SOMMAIRE

Éditorial

Nos ingénieurs toujours aux premières loges

Le Bureau

Les réalisations des ingénieurs d'Hydro-Québec méritent d'être soulignées. C'est pourquoi nous sommes heureux de vous offrir le premier d'une série de numéros spéciaux de l'Écho qui leur est entièrement consacrée.

Sans publicité, ce premier numéro spécial traite des ingénieurs qui étudient, supervisent, exploitent et améliorent le réseau de transport. Pourquoi ceux-là? La raison en est fort simple. Deux pannes majeures qui se sont produites sur des réseaux de grande envergure ont fait la manchette récemment. L'une, tout près de chez nous, couvrait le nord-est des États-Unis et l'Ontario; l'autre affectait le réseau italien. Que s'est-il passé? Plusieurs questions resteront sans réponses jusqu'à ce que l'analyse des événements déclencheurs soit terminée. C'est ce qui nous a amenés à nous poser quelques questions. Que font nos ingénieurs, à Hydro-Québec, pour prévenir ces pannes? Quels rôles jouent-ils dans la remise en charge du réseau après une panne majeure? C'est ce que nous allons découvrir dans ce numéro spécial dédié à nos experts de TransÉnergie.

Nous souhaitons que cette livraison spéciale ne soit pas unique. Nous invitons tous les ingénieurs de toutes les divisions d'Hydro-Québec à rédiger des articles décrivant leur rôle, leurs réalisations, leurs bons coups. Faites parvenir vos textes au responsable du comité Écho. Il se fera un plaisir de publier un autre numéro de cette série qui nous fera découvrir un autre aspect du travail de nos membres. Chacun aura sa place au soleil, s'il veut bien la prendre, bien entendu.

Nous sommes tous fiers de notre travail. Il n'en tient qu'à nous de transmettre cette fierté aux jeunes, à nos confrères, à nos consœurs, à toute l'entreprise. Nous avons hâte de lire vos articles.

Fiers, mais discrets les Hydro-Québécois

Le comité Écho

C'est seulement parce qu'ils sont discrets que la panne du 14 août, qui a affecté 60 millions de personnes, n'a pas semblé émouvoir le personnel d'Hydro-Québec, en premier lieu ses ingénieurs. À voir l'enthousiasme qu'ils ont démontré pour le thème proposé par l'Écho — couvrir ce que fait Hydro-Québec contre la panne de réseau —, nous avons pu constater la fierté qu'ils éprouvent à contribuer à cette performance. Fierté refoulée depuis l'épisode du verglas. Il aurait en effet été de mauvais goût de claironner à cette occasion que, malgré une situation climatique extrême, il n'y a pas eu de panne de réseau. Pourtant, c'est une réalité, le verglas n'est pas venu à bout du réseau de transport. C'est toute une performance, sur laquelle nous avons su rester discrets par respect pour les abonnés privés d'électricité dans le froid.

Le Comité Écho remercie toutes les personnes qui ont contribué à ce numéro, qui a demandé autrement plus de travail qu'un numéro de série. Il regrette, pour des raisons évidentes de logistique, avoir dû limiter le nombre de sujets couverts. À juste titre, des personnes travaillant à la prévision de la charge considèrent qu'elles sont sur la ligne de front quand il s'agit d'éviter une panne générale. Mais nous avons dû, cette fois-ci, nous contenter de couvrir la prévention et la maîtrise des évènements inattendus auxquels il faut répondre rapidement.

Deux fois plutôt qu'une, le comité remercie Maurice Huneault, qui a non seulement rédigé l'introduction, mais a aussi tenu le rôle d'éditeur passant en revue chacun des textes, d'abord au moment de leur préparation, puis à leur retour de la révision. Il rappelle enfin que Maurice Huneault et Jacques Audet, ne sont pas membres du SPIHQ et que Nabil Ackad relève de la division Production et Jean-Pierre Bernard de la division Équipement. Il remercie enfin France Duchesne qui, pour ne pas retarder la date de parution, a révisé les textes pendant la fin de semaine.

Introduction

Maurice Huneault

Malgré l'excellente fiabilité des systèmes d'alimentation électrique, la panne majeure qui a secoué le nord-est américain récemment a démontré, une fois de plus, qu'il ne faut rien tenir pour acquis. Ces systèmes sont constitués de milliers d'éléments actifs (de conversion, de transport, de distribution et de consommation d'énergie) ayant chacun leur dynamique propre et leurs limitations. L'ensemble des études portant sur la « conduite sécuritaire du réseau » cherche à déterminer l'enveloppe des actions que les opérateurs du réseau peuvent exécuter pour alimenter la charge tout en respectant ces nombreuses contraintes. Cette enveloppe conceptuelle prend la forme concrète de règles d'exploitation. Elle tient compte des connaissances acquises sur le réseau et des simulations effectuées à l'aide de logiciels performants. Néanmoins, la préparation de plans de conduite demeure difficile. Pour tracer le comportement global du réseau, de nombreux modes de chargements et de nombreuses configurations doivent être mis à l'épreuve. Ne pouvant tout simuler, le jugement et l'expérience des exploitants comptent pour beaucoup dans le choix des cas. Les pannes majeures ont souvent résulté de circonstances exceptionnelles qui n'avaient pas été étudiées. L'analyse de pannes récentes fait ressortir différents phénomènes qui ont mené à des défaillances de réseaux. Dans le présent article, nous en décrivons cinq.

I. La panne récente dans le nord-est américain

Il est trop tôt pour tirer des conclusions sur ce qui a causé cette panne récente, mais il semble de prime abord qu'il s'agisse d'un cas de surcharge chronique. Dans un plan de conduite sécuritaire, des limites systémiques restreignent les tensions et transits en deçà des limitations d'équipements individuelles. Ces limites systémiques plus strictes tiennent compte de perturbations ou d'éventuelles pertes d'équipements et assurent la stabilité du réseau et le respect des limites individuelles à la suite de toute dégradation plausible. Lorsque ces limites sont sur le point d'être dépassées, il est préférable de modifier le plan de conduite, au pire de délester une partie de la charge. Permettez-moi de spéculer que, lors de la panne récente, on n'a pas tenu compte des limites systémiques pour répondre à la pointe de charge. Nous savons que plusieurs liens ont été chargés jusqu'à leur limite individuelle. Si une surcharge initiale avait été maîtrisée par du délestage, la panne ne se serait pas répandue. Au contraire, lorsque des mécanismes de protection ont déclenché les premières lignes pour les protéger de surcharges imminentes, des lignes avoisinantes ont absorbé leur surcharge. D'une surcharge à l'autre, les déclenchements se sont rapidement propagés sur le réseau interconnecté. À compter de l'évènement critique, neuf secondes ont suffi pour débrancher 60 millions de personnes. Comme dans toute analyse de défaillance, la séquence exacte des évènements sera difficile à retracer.

II. Effondrement de tension et instabilité dynamique

Deux pannes dans le nord-ouest américain en 1996 trouvaient leur origine dans des phénomènes différents. Celle du 2 juillet est attribuée à un effondrement de tension. Les manifestations de ce phénomène dynamique sont plutôt récentes et relativement peu comprises. Typiquement, à la suite d'une dégradation du réseau, des charges rotatives dans des poches de charges fortement industrielles peuvent tarder à revenir à leur tension nominale. Par conséquent, des régulateurs tentent de redresser leurs tensions au point de charge. Cela peut avoir pour effet d'exiger plus de courant du réseau et d'augmenter la chute de tension. C'est un cercle vicieux. Éventuellement, avec l'effondrement de la tension au point de charge, le transfert maximal de puissance (qui est fonction de la tension) est atteint et le réseau ne peut plus fournir la charge. Pour la panne en question, on a constaté une réduction importante de la tension à un poste de 345 kV sur une période d'une minute, suivi d'un effondrement de la moitié de la tension en quelques secondes. Une deuxième panne dans la région, survenue le 14 août, est attribuée au phénomène d'instabilité dynamique. Ce genre de problème est connu depuis longtemps, mais ne se produit que sporadiquement et, jusqu'à récemment, était rarement analysé. Dans ce phénomène, les réglages des alternateurs et des régulateurs de réseau sont incompatibles et engendrent des oscillations lentes (1 Hz et moins) sur les variables électriques du réseau. Pour illustrer cela simplement, prenons comme exemple deux alternateurs avoisinants qui auraient des consignes de tensions différentes : la tension médiane aurait alors tendance à osciller entre les consignes. Dans les grands réseaux modernes, les causes des oscillations sont plus difficiles à cerner. Normalement, leurs amplitudes vont en augmentant pendant des minutes ou des heures jusqu'à ce qu'elles soient intolérables. Des oscillations substantielles dans le réseau en question ont provoqué une panne générale.

III. Les deux dernières pannes à Hydro-Québec

Les dernières pannes générales à Hydro-Québec se sont produites en 1988 et en 1989. La première présente un cas classique d'instabilité transitoire. En temps normal, tous les alternateurs branchés au réseau génèrent des tensions à une fréquence bien précise. En fait, ils s'entraînent mutuellement à cette fréquence. À la suite d'une perturbation (défaut, déclenchement de ligne, délestage, etc.), l'équilibre entre la puissance mécanique fournie à l'alternateur et la puissance électrique débitée par l'alternateur est rompu. Par conséquent, l'alternateur change de vitesse et sa tension change légèrement de fréquence. Même de faibles différences de fréquence entre alternateurs engendrent des transferts de puissance chaotiques. Si l'impact de la perturbation est mineur ou de courte durée, les alternateurs peuvent se resynchroniser d'eux-mêmes assez rapidement (dans la seconde). Sinon, il sera impossible de les resynchroniser tous. Des protections et automatismes isolent alors les alternateurs délinquants, et ce qui reste du réseau tente de se rétablir avec des moyens réduits. En avril 1988, la perte des deux lignes de 735 kV en provenance de Churchill Falls a déclenché une série d'événements complexe qui, au bout de quelques secondes, a plongé la province dans la noirceur.

La panne de 1989 était exceptionnelle. Elle a été déclenchée par la réponse des équipements du réseau à des tensions induites par les orages magnétiques solaires. Des tensions continues induites sur les lignes du corridor La Grande, estimées à quelques centaines de volts, ont provoqué la saturation des noyaux magnétiques des équipements de réseau et des transformateurs de mesure. Les transformateurs ont répondu avec leur courant d'appel, dont les pointes sont largement supérieures au courant nominal. Encore une fois, les mécanismes de protection ont débranché les sections délinquantes du réseau, et la panne générale a suivi. En 1989, le réseau La Grande a vu la pointe du cycle solaire pour la première fois. Le réseau n'était pas en fonction à la pointe précédente 11 ans plus tôt. Depuis lors, la compensation série filtre efficacement les tensions continues.

IV. La remise en charge

Après une panne générale, le processus de reconstruction du réseau, appelé remise en charge, est complexe. Dans plusieurs régions, des tronçons du réseau sont d'abord alimentés aux centrales. Puis, les tronçons sont allongés avant d'être rattachés entre eux pour reformer le réseau complet. Il y a plusieurs difficultés à surmonter dans ce processus. D'abord, le comportement d'un tronçon isolé est passablement différent de celui de ce même tronçon en réseau, et n'est pas bien connu a priori. Ensuite, la charge globale lors de la reprise est supérieure à celle d'avant la panne, car les nombreuses charges normalement non coïncidentes démarrent simultanément. C'est pourquoi la charge doit être réalimentée par petits blocs. Enfin, un plan de remise en charge doit tenir compte des indisponibilités qui changent quotidiennement.

V. Le mode d'emploi Hydro-Québec

De tous les modes de défaillance, celui auquel le réseau d'Hydro-Québec est le plus vulnérable est l'instabilité transitoire. Cela est dû en grande partie aux distances énormes entre les centrales, entre les centrales et les poches de charges et au faible degré de maillage du réseau. Les simulations de stabilité transitoire sur le réseau ont mené à des restrictions particulières sur la conduite. Ces restrictions reflètent les conditions de configuration et de chargement du réseau. Bien que les simulations décrivent des phénomènes dynamiques, des contraintes statiques sont imposées. Par exemple, dans certaines conditions, la somme des transits passant par certains postes stratégiques ne doit pas dépasser 10 000 MW. Encore une fois, ces contraintes se conforment à la notion d'enveloppe de conduite et se fondent bien avec les autres contraintes statiques.

Cette édition spéciale de l'Écho comprend huit articles décrivant des procédures et des outils mis en place par Hydro-Québec, qui forment en quelque sorte un trousseau de défense contre des perturbations majeures sur le réseau. Chacun a été préparé par un spécialiste du domaine. Trois aspects du processus y sont couverts : la prévention d'une panne générale, la maîtrise de la situation durant la panne et la remise en charge qui suit. Les articles peuvent aussi être classés en deux groupes : études et outils sous-jacents (articles 1, 2, 5, 6 et 7) et équipements (articles 3, 4 et 8).

VI. La prévention en temps normal

Le premier article, rédigé par Jocelyn Lambert, Études et projets, Programme et stratégies du réseau principal, décrit de façon générale l'importance et l'omniprésence des analyses de stabilité transitoire dans l'établissement des critères de planification et d'exploitation du réseau. L'auteur montre que les limites d'exploitation du réseau sont déterminées en grande partie par les résultats de l'analyse de stabilité transitoire.

Dans le deuxième article, Patrick Doyle, Contrôle des mouvements d'énergie, décrit les outils d'analyse déployés dans l'environnement en temps réel. L'outil de base utilisé, LIMSEL, intègre justement ces limites de stabilité et d'autres limites dans un chiffrier complexe. L'auteur décrit également des outils connexes à LIMSEL. Ensemble, ces outils permettent de connaître les limites du réseau en temps réel en tout temps.

André Lapointe, Capacité et stratégies du réseau, a rédigé le troisième article, dans lequel il décrit les rôles des nombreux types d'automatismes développés expressément pour améliorer les performances de notre réseau. Ces automatismes, actionnés seulement lors d'évènements exceptionnels, répondent à des impératifs de maintien de la sécurité du réseau, en partie en réduisant le risque d'instabilité. L'auteur énumère les critères de performances imposés par le conseil interrégional NPCC, ainsi que les critères supplémentaires, encore plus stricts, imposés par Hydro-Québec. Les solutions retenues ont pris la forme d'automatismes. Neuf systèmes implantés depuis 1978 — la plupart récemment — sont décrits dans leur contexte d'utilisation.

Le quatrième article, préparé par Nabil A. Ackad, Automatismes de production, présente les exigences de la protection des grands réseaux. Si les articles précédents considèrent le réseau dans son ensemble, celui-ci montre plutôt comment chaque composant du réseau est protégé contre les effets des perturbations. Il énumère les spécifications générales des équipements de protection pouvant répondre à des besoins bien identifiés. L'auteur fait un bref inventaire des outils de protection et souligne la spécificité des outils selon le contexte.

VII. Les outils en situation de crise

Jean-Pierre Bernard, Conception Automatismes, décrit, dans le cinquième article, un logiciel d'aide aux opérateurs capable de synthétiser les événements ayant provoqué une perturbation dans le réseau. L'opérateur peut recevoir des centaines d'alarmes simultanées pour un événement sans en connaître la cause. Le logiciel LANGAGE tente d'extraire l'information pertinente de ces multiples messages d'alarmes permettant à l'opérateur d'agir rapidement et en connaissance de cause.

Le sixième article, rédigé par Jacques Villeneuve, Informatique du domaine transport, direction Téléconduite, décrit l'outil de remise en charge et l'environnement informatique dans lequel il est utilisé. Une perturbation majeure peut affaiblir une partie ou la totalité du réseau qu'il faut, par la suite, réalimenter pas à pas. L'auteur décrit les qualités importantes de l'outil logiciel pouvant remplir la fonction de remise en charge dans l'environnement de conduite.

VIII. Après la panne générale

Le septième article, préparé par Yves Camus, unité Plan et encadrements du contrôle, et Jacques Audet, unité Centre de contrôle du réseau, direction Contrôle des mouvements d'énergie, décrit le processus physique de remise en charge, de même que les exigences du processus organisationnel qui y sont rattachées. Les auteurs traitent en détail du plan technique adopté à Hydro-Québec, des contraintes techniques et logistiques soulevées dans le plan, des outils utilisés et des activités requises pour maintenir le plan en mode d'exploitation.

IX. La mise en œuvre d'un projet majeur

Enfin, l'article signé Elias Aboumrad, équipe ACR, Maintenance des applications du contrôle, sert en quelque sorte de la lecture de chevet. Gilles Lord, dans un entretien qu'il accordait à L'Écho, y relate la construction et la mise en service de la compensation série sur le réseau de transport. Il met en relief l'amplitude du défi, à la fois technique et administratif, que représentait ce mégaprojet plutôt méconnu et souligne les bénéfices réels qu'Hydro-Québec en a tirés.



Maurice Huneault occupe un poste de chercheur à l'unité Analyse et gestion des réseaux de l'IREQ depuis mars 1998. Il avait auparavant fait un séjour de huit ans dans le milieu industriel chez CYME International inc. et de un an comme assistant professeur invité à l'Université McGill. Il est titulaire de trois diplômes en génie électrique : un baccalauréat et une maîtrise ès sciences appliquées de l'Université Laval et un doctorat de l'Université McGill (1988). Depuis septembre 1999, il est aussi professeur adjoint à l'Université McGill. Ses spécialités sont l'analyse et l'exploitation des réseaux ainsi que les méthodes numériques connexes. Depuis son arrivé à l'IREQ, il a participé principalement à des projets d'analyse de la déréglementation de l'industrie de l'électricité, d'établissement de stratégies de déglaçage des lignes par surintensité, de méthodologies de calcul de capacité de transport et de planification des réseaux de distribution.

Les études de stabilité servies à toutes les sauces

Jocelyn Lambert

Les articles de journaux publiés après la récente panne du réseau du nord-est américain ont qualifié celle-ci de synchrone. De fait, tout réseau électrique à courant alternatif est synchrone s'il comporte deux alternateurs ou plus fonctionnant en synchronisme, c'est-à-dire produisant à leurs bornes des ondes électriques de même fréquence synchronisés à ce réseau. Dans ce dernier, il faut de plus maintenir en tout temps un équilibre entre la puissance produite par l'ensemble des alternateurs et la puissance consommée par les différents utilisateurs (usines, résidences, etc.). En temps normal, c'est l'opérateur du réseau qui veille à maintenir cet équilibre en rajustant constamment les niveaux de production selon la demande.

I. Réseau stable ou réseau instable

Il arrive cependant que le réseau subisse des aléas qui se produisent tellement rapidement (en quelques fractions de secondes) que l'opérateur n'a pas le temps de réagir. Par exemple, la foudre peut frapper une ligne à haute tension et provoquer un court-circuit. Celui-ci est détecté par les systèmes de protection et éliminé par l'ouverture des disjoncteurs situés aux extrémités de la ligne. Une fois l'ouverture déclenchée, la puissance acheminée des centrales vers les centres de consommation se répartit sur les autres lignes selon les lois de la physique. Durant cette séquence d'événements (court-circuit, déclenchement de la ligne affectée, nouvelle répartition de la puissance), il se produit un déséquilibre temporaire entre la production et la consommation électrique. En effet, certains alternateurs verront leur vitesse augmenter par rapport à d'autres et il y aura perte de synchronisme. Il faut cependant que le réseau tende rapidement vers un nouvel équilibre dans lequel les alternateurs reviendront à nouveau en synchronisme. On dira alors que le réseau est demeuré *stable* à la suite d'une perturbation donnée. Si toutefois l'équilibre n'est pas rétabli à temps, le réseau *tombe* (électriquement parlant) ; on dit ici que son comportement est *instable*. Survient alors la panne générale!

II. Études de stabilité

L'objet des études de stabilité est d'évaluer, de façon anticipative, le comportement du réseau pendant et après l'application de certaines perturbations et séquences d'événements jugés plausibles. On réalise cette évaluation à l'aide d'outils de simulation, les programmes de stabilité, étant donné qu'il serait plutôt malvenu d'utiliser le réseau réel! Avant de commencer toute étude, on doit modéliser, par équations mathématiques, les différentes composantes du réseau (alternateurs, lignes, charge) afin de reproduire le plus précisément son comportement dynamique réel. Une fois assemblés, ces modèles sont appliqués à divers scénarios d'événements.

L'exercice est tout de même plus complexe qu'il n'y paraît. D'abord, la modélisation d'un système physique est souvent un exercice long et coûteux. En effet, une étude approfondie de la conception d'un système est requise pour déterminer les principales équations qui serviront à sa modélisation. On fait parfois appel à des notions de physique, de mécanique et de thermodynamique. Souvent, il faudra même réaliser des essais en site pour boucler l'exercice et valider le modèle.

Une fois les modèles établis et validés, il faut s'assurer que les paramètres utilisés dans ces modèles reflètent le plus fidèlement possible l'état du réseau à simuler ; c'est l'étape de la validation des données, une tâche essentielle pour produire des résultats de qualité.

Tous les critères de conception et d'exploitation en règle doivent être respectés dans les scénarios simulés. Le réseau de transport de TransÉnergie doit, de fait, répondre aux critères de conception définis par le NPCC (Northeast Power Coordinating Council). Il faut notamment que le réseau de transport demeure stable après l'application de perturbations types (événements dits normaux). Toutefois, en raison des particularités de son réseau, TransÉnergie s'est dotée de critères adaptés qui vont parfois au-delà de ceux du NPCC. Par exemple, la conception du réseau de TransÉnergie est telle qu'elle permet de couvrir des événements particulièrement éprouvants. En effet, de grands automatismes (RPTC, MAIS, etc.), implantés au cours de la dernière décennie, assurent aujourd'hui la sauvegarde du réseau lors de tels événements. Les grands principes de fonctionnement de ces systèmes ont été définis à l'aide d'études de stabilité.

III. Réseau noble ou réseau dégradé

Le réseau a beau être bien conçu, il demeure toutefois que c'est dans son exploitation quotidienne que se fait la démonstration concrète de sa fiabilité. Là encore les études de stabilité servent à l'établissement des limites de transport en fonction des diverses topologies que pourrait prendre le réseau. On distingue, à cet effet, le réseau *noble*, pour lequel tout l'équipement prévu est considéré disponible, des réseaux *dégradés* dans

lesquels certains équipements sont hors service. Par exemple lors du retrait pour entretien d'une ligne de transport, la puissance que pourrait acheminer l'axe du réseau touché serait normalement inférieure à celle transitée sur le réseau noble. Il faut toutefois s'assurer que le réseau dégradé respecte encore les critères malgré l'indisponibilité d'un ou de plusieurs éléments du réseau. Compte tenu du nombre d'éléments qui composent le réseau de transport, on imagine facilement l'ampleur que peut prendre une étude de stabilité lorsque toutes les combinaisons possibles d'éléments indisponibles sont considérées.

À chaque année, on détermine donc les limites de transit pour chacune des topologies prévisibles que pourrait prendre le réseau. Ces limites sont ensuite utilisées dans l'exploitation en temps réel du réseau. En outre, elles seront inscrites à même la fonction LIMSEL (Sélection des limites du réseau), un logiciel de soutien à l'opérateur du réseau implanté dans les ordinateurs du CCR. Les études de stabilité servent également à déterminer et à optimiser les réglages de certains dispositifs et automatismes du réseau. Les informations tirées de ces études sont aussi très utiles pour l'établissement des règles d'exploitation.

Mentionnons aussi que, dans le cadre du projet informatique de longue haleine «Stabilité en temps réel», des logiciels ont été mis au point pour prendre un cliché de l'état du réseau en temps réel et préparer, en quelques dizaines de secondes, tous les fichiers de données requis pour réaliser sa simulation dynamique !

IV. Conclusion

Pour conclure, il convient de souligner le travail formidable de tous ceux et celles qui participent à la réalisation de ces études spécialisées et au développement des outils servant à la simulation et à l'exploitation de ce grand réseau. Ils peuvent être fiers de la contribution qu'ils apportent à la conception et l'exploitation d'un des réseaux les plus complexes au monde.



Jocelyn Lambert est diplômé de l'École Polytechnique de Montréal. En 1980, il entre à Hydro-Québec au service Études de réseau de la direction Planification où il se spécialise dans le domaine des convertisseurs à courant continu. Il rejoint le service Automatisation et Protection en 1989 où il participe notamment à la conception et à la réalisation de l'automatisme de manœuvre des inductances shunt (MAIS). En 1994, il obtient un poste au service Réseau de la direction Mouvement d'Énergie où il élabore des stratégies d'exploitation relatives aux interconnexions avec les réseaux voisins. Depuis 2001, il travaille dans l'équipe Études et Projets de l'unité Programmes et stratégies du réseau principal, direction Planification des actifs et affaires réglementaires.

L'illustration de la dernière page de ce numéro hors série de l'Écho est une aquarelle de 18 x 22 cm de Nikolay Turkedjiev. Elle est offerte par tirage au sort. Pour participer il vous suffit de vous inscrire.

Par courriel, écrivez à :

spihq@spihq.qc.ca
L'objet de votre message sera :
Aquarelle

Par courrier postal, écrivez à :

SPIHQ
600, rue Sherbrooke Est, bureau 201, Montréal (Québec) H2L 1K1.

Une seule entrée par personne.
Le tirage au sort est ouvert à tous sans exceptions.
Date limite pour vous inscrire : le 10 décembre 2003

La surveillance continuelle de la stabilité à l'exploitation

Patrick Doyle

I. Introduction

Au Centre de conduite du réseau (CCR), plusieurs applications sont utilisées pour assurer la sécurité du réseau. Depuis quelques années, bien que chacun de ces logiciels soit spécialisé, la tendance est à l'interrelation. Deux éléments nous ont amenés à consolider nos critères de sécurité de réseau et de surveillance en temps réel : l'ouverture des marchés et notre adhésion à des organismes de maintien de la fiabilité des réseaux nord-américains comme le NPCC et le NERC.

Dans cet article, nous vous proposons d'aborder les différentes fonctionnalités des logiciels du CCR qui traitent de la sécurité et de voir comment nous les utilisons pour la conduite en temps réel du réseau de transport. Nous traiterons particulièrement les applications suivantes :

- LIMSEL (Sélection des limites du réseau)
- LASER (Logiciel d'aide à la sécurité du réseau)
- ATI (Analyse topologique des installations)
- CASE (Capacité thermique des lignes de transport)

II. LIMSEL

TransÉnergie étudie de façon continuelle les stratégies d'exploitation à suivre pour optimiser l'utilisation du réseau de transport tout en évitant la panne générale. Ces stratégies, véhiculées par des algorithmes, des tableaux et des recommandations, se retrouvent sous forme de tables de décision dans le système LIMSEL. Utilisant les données d'acquisition en temps réel pour connaître la configuration courante, LIMSEL parcourt ces tables de décision toutes les cinq secondes pour signaler au répartiteur tout manquement à l'une ou l'autre des règles en vigueur. Il signale tout dépassement de limites de transit, génère des états de configuration et envoie, au besoin, des suggestions d'amélioration de la situation courante et des messages d'information.

LIMSEL est une application majeure, de loin la plus importante au CCR. Au cours des dernières années, nous avons modernisé ce système pour qu'il soit plus souple à programmer, plus polyvalent pour répondre aux besoins des divers domaines qu'il peut couvrir. Bien qu'externe au système de gestion d'énergie (EMS — Energy Management System) du CCR, LIMSEL y est bien intégré (il réside en fait sur deux serveurs redondants reliés à l'EMS de Siemens mis en œuvre en septembre 2001).

De plus, LIMSEL interface avec plusieurs autres applications : entre autres, LASER, CASE, ATI, DISRÉ (logiciel de calcul des réserves), OASIS (logiciel de calcul des capacités et des disponibilités sur les interconnexions) et OM/OS (logiciels de gestion des retraits sur les équipements de transport). C'est donc un fournisseur de données important relié de près ou de loin à la sécurité du réseau.

Il est très important de savoir quelles sont les limites applicables du réseau de transport sur un horizon qui dépasse le jour courant. On peut s'en douter, afin pouvoir répondre à la demande anticipée en tout temps, nous étudions les configurations de réseau sur différents horizons. En conséquence, LIMSEL est l'outil tout indiqué pour évaluer les limites au-delà du jour courant. Comment procédons-nous? C'est très simple. Nous planifions les retraits sur un horizon de temps donné, puisque nous connaissons leur durée prévue. LIMSEL peut être exécuté en « mode étude » pour une date et heure cibles fixées en fonction des retraits en vigueur et des différentes limites qui seront en place.

Lorsque ces études sont réalisées, il faut trouver une solution à tous les problèmes anticipés, par exemple des configurations de réseau non étudiées ou des dépassements de limites. Selon le temps qu'il nous reste, nous pouvons alors demander d'étudier une configuration particulière, refuser certains retraits ou, plus simplement, reconfigurer la production pour satisfaire la demande sur l'horizon étudié. C'est alors qu'entre en jeu le travail indispensable du personnel affecté à la planification et à la programmation du réseau de transport.

Mais comment LIMSEL fonctionne-t-il? LIMSEL pourrait être imaginé de façon très simpliste comme un gros chiffrier EXCEL. Ah oui, aussi simple que ça me direz-vous? En vérité, c'est beaucoup plus que ça. Les résultats des études sont la plupart du temps publiés sous forme de tableaux qui simplifient grandement la programmation dans LIMSEL. Comme il est impossible pour le moment d'étudier toutes les configurations du réseau de transport, les planificateurs établissent des limites « parapluies » applicables à plus d'une configuration de réseau. Ce qui permet alors d'évaluer le nombre de liens (ou lignes) en service dans un corridor et de déterminer les limites applicables.

Rejet de production	En service	En service	Hors service
Ligne 3009	En service	En service	Indifférent
Ligne 3010	En service	Hors service	Indifférent
Nombre de liens	Limite BERSIM	Limite BERSIM	Limite BERSIM Affichez message
1	1500	1400	500; n° 700
2	1700	1450	700; n° 700
3	2000	1500	900; n° 700

Figure 1 Programmation typique de LIMSEL

Dans LIMSEL, une programmation typique ressemblerait à peu près à ce qui est montré dans la figure 1.

Beaucoup d'efforts ont été mis afin d'abréger au maximum la présentation des informations pour l'utilisateur qui programme LIMSEL. Par conséquent, la lecture a priori d'un tableau comme celui-ci n'est pas de tout repos pour un néophyte de LIMSEL. L'utilisateur peut programmer plusieurs formats de tables. Il peut donc choisir l'information appropriée en fonction de ce qu'il doit programmer.

Tel qu'illustré au tableau ci-dessus, plutôt que de faire appel à une syntaxe de programmation procédurale, l'utilisateur emploie un langage déclaratif. Il peut ainsi entrer directement les noms des équipements qu'il connaît. Il peut également créer des messages et des points LIMSEL différents des points SCADA; ceux-ci peuvent être utilisés dans l'environnement EMS à des fins de surveillance ou d'affichage de résultats particuliers.

Par ailleurs, l'utilisateur a accès à plusieurs fonctions ou macros qui simplifient grandement la programmation. Par exemple, il peut trouver un résultat en fonction d'un ensemble de conditions (fonction VALEUR_SI) ou déterminer la limite supérieure d'une mesure en temps réel (fonction LIMITE_HAUTE).

L'utilisateur n'a jamais à se soucier de l'ordonnancement des tables LIMSEL. Un générateur de code réalise ce travail. Les modules ainsi générés sont intégrés dans le programme pilote qui est en fait une coquille exécutable en temps réel. Les tables sont donc compilées et transformées en un fichier exécutable qui peut rouler très rapidement en temps réel (toutes les cinq secondes!). En tout, l'implantation d'une stratégie de réseau, selon sa complexité, peut se faire en quelques heures. Auparavant, il fallait plusieurs jours pour réaliser une telle tâche. Le rehaussement des limites peut donc s'effectuer plus rapidement et ainsi éviter aux responsables de la conduite du réseau l'obligation d'avoir recours à des moyens de contournement qui pourraient s'avérer très coûteux pour la société.

Comment LIMSEL se comporte-t-il avec les autres applications de sécurité du réseau? Comme nous l'avons mentionné plus haut, LIMSEL, en tant que noyau principal, interface avec les autres applications de sécurité du réseau. Voyons en détail ces relations.

III. LASER

LASER est une application avancée qui joue deux rôles principaux, estimateur d'état et analyste de contingences. Selon les mesures et les signalisations qu'il reçoit du CCR et des CT (Centres de téléconduite), il détermine la topologie du réseau en vigueur, ses erreurs, les îlots formés et les transits sur chacune des lignes et des corridors en réalisant un écoulement de puissance. Il peut aussi fonctionner en mode étude, en simulant manuellement une ouverture d'équipements de transport et en exécutant l'écoulement de puissance qui s'ensuit.

LASER est aujourd'hui très utile dans les situations où LIMSEL est incapable de fournir les résultats. Par exemple, lors de la crise de verglas de 1998, LASER a été très efficace pour anticiper les transits de lignes résultant de contingences éventuelles ou encore pour reconfigurer le réseau. Un mandat de renouvellement a d'ailleurs été accordé à SNC-Lavalin pour remplacer l'application actuelle devenue désuète.

À l'aide de l'analyse de contingences, LASER peut simuler la perte d'équipements pour ensuite fournir à LIMSEL les surcharges postcontingences sur les transformateurs et compensateurs séries restants. L'indisponibilité de LASER peut donc entraîner un impact financier important si elle entraîne une réduction des limites en temps réel à des valeurs statiques plus conservatrices. C'est pourquoi toutes les applications de sécurité ont la priorité de dépannage la plus élevée.

Au cours des dernières années, du personnel de l'IREQ (Institut de recherche d'Hydro-Québec) a été affecté à un projet sur LASER qui vise à réduire les pertes sur le réseau de transport. L'objectif est de diminuer les pertes en suggérant aux responsables de la conduite du réseau les manœuvres d'équipements

appropriées pour le contrôle de tension et en exploitant le réseau à une tension moyenne globale supérieure à ce qui se fait présentement.

IV. ATI

Comme son acronyme l'indique, ATI fait l'analyse topologique des installations. Fonction à part entière dans l'ancien centre de conduite du réseau, ATI est maintenant intégrée à LIMSEL. Partant de la configuration courante d'une installation, ATI simule la perte d'un équipement pour établir les limitations qui en découlent. Les résultats de l'analyse sont pris en considération. Ils sont affichés sous forme de messages et, selon la probabilité d'un tel évènement, une diminution des limites d'opérations de l'installation peut même être ordonnée. La panne étudiée peut aussi bien provenir d'une contingence particulière que du « d'un disjoncteur qui refuse de fonctionner » ou d'une « barre défectueuse ». Grâce aux messages générés, l'utilisateur pourra donc exécuter en tout temps et en connaissance de cause les actions nécessaires pour diminuer les impacts des contingences.

V. CASE

CASE est un logiciel qui permet de déterminer, selon la température et la configuration des lignes de transport, la limite thermique en vigueur de même que la capacité disponible avant d'atteindre la limite. Il n'est pas encore intégré à LIMSEL. En situation de dépassement, CASE envoie un message au processeur d'alarmes de l'EMS pour indiquer à l'utilisateur que la capacité thermique d'une ligne est dépassée.

CASE prend en considération l'état de charge de la ligne (selon SCADA), les équipements connexes qui y sont rattachés, le nombre de disjoncteurs à chaque bout de ligne et l'état de charge de la compensation série (la plupart du temps l'élément limitatif sur une ligne 735 kV), de même que la température ambiante à la station météorologique la plus proche de l'endroit où est situé la ligne.

Actuellement, tout changement permanent de configuration ou de capacité d'équipement doit être inséré manuellement par un informaticien dans la base de données CASE. La plupart du temps, nous prenons connaissance de ces changements après leur mise en place en région. La base de données maîtresse utilisée pour les changements en région est l'application G542 au SSEP (serveur utilisé principalement pour l'archivage de données d'exploitation). Il peut donc y avoir un certain décalage avant que les informations des deux bases de données soient identiques.

Un projet est à l'étude afin de créer une base de données commune qui permettrait de traiter l'information adéquatement dès sa mise à jour en région.

VI. Un mot sur les TTC (capacités des interconnexions)

Depuis l'ouverture des marchés, le CCR doit afficher sur OASIS les capacités maximales de chacune des interconnexions. Nous avons eu recours à LIMSEL pour programmer chacune des limites applicables. Ainsi, LIMSEL envoie à chaque heure à OASIS les TTC de chaque interconnexion et met à la disposition des utilisateurs, en temps différé, certains points qui permettent de limiter manuellement, lors de configurations particulières, les capacités évaluées par LIMSEL.

VII. Les automatismes reliés à la sécurité du réseau principal

Certains d'entre vous ont peut-être entendu parler de RPTC (Rejet de production et télédélestage de charge). Au CCR, c'est LIMSEL qui doit envoyer les consignes de rejet et de délestage applicables pour la configuration du réseau et les transits actuels, et ce pour différentes contingences simulées et étudiées. Toutes les cinq secondes, LIMSEL communique directement avec les URP (unités de rejet de production) et les UCE (unités centrales d'événements) dans les différents postes et centrales du Québec afin d'envoyer les consignes en vigueur pour différentes contingences possibles.

VIII. En conclusion

La surveillance de la sécurité du réseau a passablement évolué depuis quelques années. La technologie informatique, jusqu'alors lourde et inefficace pour réaliser ces exigences, est de plus en plus performante. Il reste cependant beaucoup de travail à faire. Les exigences sont de plus en plus grandes. Exploiter des équipements à leurs limites nous oblige à nous adapter constamment au changement. Dans notre univers, celui de l'exploitation et de la sécurité du réseau de transport, nous évoluons dans un environnement passionnant où les défis à relever chaque jour sont à la hauteur de tout employé désireux de contribuer.



Patrick Doyle a fait des études en génie électrique à l'université Laval à Québec de 1987 à 1991. Il a obtenu sa maîtrise en électrotechnique à l'École Polytechnique de Montréal en 1997. Employé d'Hydro-Québec depuis douze ans, il travaille à titre d'ingénieur au Centre de conduite du réseau à la division Support et intégration de la direction Centre de contrôle des mouvements d'énergie depuis un peu plus de sept ans. Il a travaillé auparavant pendant trois ans pour l'unité Logiciels CCR où il était affecté à la maintenance de l'automatisme de Réglage fréquence puissance (RFP). Il a commencé sa carrière à la division Stratégies d'exploitation en distribution où il a soutenu pendant environ 15 mois les applications provinciales suivantes : Inventaire du réseau de distribution (IRD), Évaluation de la qualité du service (EQS) et Inventaire des adresses civiques et électriques (IACE).

L'évolution du réseau de transport et de ses automatismes

André Lapointe

Sur la lancée de la panne majeure du 14 août du réseau nord-est américain et de l'Ontario, on m'a demandé un résumé des principaux automatismes du réseau de transport. Je m'y attaque donc, mais permettez-moi au préalable de faire un retour sur l'évolution du réseau de transport pour bien situer les automatismes dans ce qu'on appelle le plan de défense du réseau. Vous constaterez que la robustesse du réseau s'est accrue sensiblement depuis l'addition de la compensation série et des grands automatismes de réseau.

I. Un plan de défense bien malléable

On peut définir le plan de défense du réseau comme l'ensemble des critères et des stratégies qui fixent la robustesse du réseau dans son exploitation quotidienne et dans son développement futur, sans oublier la protection des équipements lors d'une panne majeure. Ainsi, l'installation de certains équipements (compensation série, protections plus performantes) et automatismes (RPTC, MAIS, TDST, DSF, TDI-MM, TDI-CN) a pour objet de rendre le réseau plus robuste, tandis que d'autres équipements et automatismes (parafoudres sacrificiels, SPSR, MHTO, ARC) sont ajoutés pour protéger les équipements lors d'une panne majeure. (Voir *Les principaux automatismes du réseau* à la fin de l'article.)

Revenons en arrière, soit avant les pannes majeures de 1988 et 1989. Les critères de conception et d'exploitation du réseau se résument alors grosso modo à un seul critère : le réseau doit conserver sa stabilité après la perte d'une ligne causée par un défaut monophasé permanent éliminé normalement. On peut utiliser des automatismes pour hausser la capacité du réseau de transport en autant que ces automatismes n'affectent pas la continuité de service (rejet de production Baie-James et Churchill Falls, automatisme de débranchement d'inductances Manic-Micoua, automatismes d'enclenchement et de déclenchement d'inductances dans plusieurs postes de Montréal et de Québec).

À cause de son bilan historique entaché de quelques pannes majeures, les trois lignes du réseau Churchill Falls sont traitées de façon particulière. Ainsi, un automatisme de télédélestage de charge (TC Churchill Falls) assure la stabilité de ce réseau lorsque les trois lignes déclenchent (perte de la centrale Churchill Falls et de ses 5 200 MW de production). On remarque ici l'incongruité de la situation puisque l'automatisme TC ne réagit pas à la perte de deux lignes. En conséquence, le réseau est très bien protégé lorsqu'il perd trois lignes, mais s'effondre lorsqu'il perd deux lignes sur trois.

L'automatisme SPSR, quant à lui, a pour objet de limiter les stress sur les équipements lors d'une panne totale. Et l'exploitant tient à jour religieusement ses directives de remise en charge du réseau qu'il modifie aussitôt qu'une indisponibilité contrecarre ses plans.

Le réseau multiterminal à courant continu (RMCC) est mis en service en 1991 et on se permet d'utiliser le rejet de production de la centrale LG2A pour maintenir la stabilité du réseau lors de la perte des deux pôles de ce réseau.

En résumé, le défaut monophasé permanent éliminé normalement est l'événement qui détermine la robustesse du réseau. On se permet d'utiliser des automatismes pour hausser la capacité du réseau. Seule la perte des trois lignes du réseau Churchill Falls est surveillée par un automatisme. SPSR protège les équipements lors des pannes majeures.

Arrivent les pannes de 1988 et de 1989. Force est de constater que le réseau est bien fragile, d'autant plus que les réseaux regroupés sous l'égide du NPCC (Northeast Power Coordinating Council) respectent des critères de conception et d'exploitation autrement plus sévères que les nôtres. Hydro-Québec est à l'époque membre du NPCC à titre d'invitée puisque son réseau n'est pas conforme à leurs critères. Elle se donne alors le défi de devenir membre à part entière du NPCC, ce qui signifie qu'elle doit hausser la sécurité de son réseau au niveau exigé par le NPCC. Face à cette démarche, les septiques sont nombreux à l'époque puisque les embûches sont de taille. Pour relever le défi, il faut soit ajouter de nouvelles lignes soit opter pour la compensation série, une technologie nouvelle à Hydro-Québec. Par ailleurs, les automatismes existants sont de plus en plus caducs. L'exploitant doit revoir ses plans d'intervention et se doter d'outils de conduite de réseau à la hauteur de la commande. Il faut écarter plusieurs paradigmes et changer des mentalités bien ancrées.

II. Un nouveau plan de défense en trois volets

Le plan de défense du réseau est donc revu en profondeur et modifié sensiblement. Il est dorénavant présenté sous trois volets.

Le premier volet vise la continuité de service. Plusieurs événements y sont ajoutés pour déterminer la robustesse du réseau :

• un défaut triphasé permanent sur un circuit éliminé normalement ;

• un défaut monophasé permanent sur un circuit avec élimination différée ;

• un défaut monophasé permanent sur un disjoncteur éliminé normalement ;

• la perte permanente des deux pôles du RMCC.

À ces événements de base, qui s'harmonisent d'ailleurs aux exigences du NPCC, on ajoute des événements particuliers propres à notre réseau :

• un défaut monophasé entraînant la perte de deux circuits lorsque le poste est dégradé en disjoncteur ;

• un défaut monophasé sur un circuit éliminé normalement et le contournement simultané de la compensation série des circuits adjacents ;

L'utilisation d'automatismes est permise pour cette deuxième catégorie d'événements en autant que la continuité de service est maintenue. On utilise alors le rejet de production de RPTC mais avec un rejet limité en quantité, MAIS et les automatismes de télédébranchement d'inductances (TDI-MM et TDI-CN).

On constate ici toute l'ampleur du défi puisque l'événement de base n'est plus un défaut monophasé éliminé normalement, mais un ensemble d'événements parmi lesquels le défaut triphasé éliminé normalement est le plus significatif. De plus, l'utilisation d'un automatisme est restreinte à certains événements seulement.

Le deuxième volet du plan de défense vise des événements exceptionnels par leur nature et qui, heureusement, sont très rares :

• la perte totale d'une centrale ;

• la perte de toutes les lignes d'un poste ;

• la perte d'un grand centre de charge.

Ces événements sont très exigeants et, sauf pour le réseau Churchill Falls, l'entreprise s'est engagée à mettre en place tous les moyens raisonnables pour maintenir la stabilité du réseau. En d'autres mots, l'entreprise se donne la possibilité de limiter ses investissements au risque d'être vulnérable à certaines périodes de l'année. Elle a recours aux grands automatismes de réseau (RPTC, DSF, TDST, MAIS) puisque l'ajout d'équipements pour augmenter davantage la robustesse du réseau serait prohibitif. La sauvegarde du réseau a alors priorité sur la continuité de service et on accepte de perdre de grandes quantités de charge pour conserver l'intégrité du réseau. On coupe le bras pour sauver le patient.

Le concept du télédélestage de charge, auparavant exclusif au réseau Churchill Falls, s'étend alors à presque tout le réseau. Les premiers automatismes de rejet de production sont remplacés par des automatismes de rejet plus performants qui peuvent rejeter de gros blocs de production. C'est ainsi que naît l'automatisme RPTC, auquel s'ajoute MAIS dont le but est de contrôler la tension lors de perturbations majeures. TDST, qui sera mis en service en décembre 2003, déleste des charges si la tension des postes autour de Montréal vient à traîner de la patte.

On est donc passé à une époque où, pour les événements exceptionnels, seule la perte du réseau Churchill Falls est surveillée, à une époque où presque tout le réseau est protégé par un parapluie d'automatismes réagissant à la perte de plusieurs équipements.

Le troisième volet du plan de défense s'attaque à la sécurité des équipements et à la remise en charge du réseau. Bien que le réseau soit plus robuste et le risque d'une panne totale faible, le réseau est conçu et exploité de façon telle que les équipements subissent un stress limité lors des pannes totales. On fait appel à des automatismes tels que SPSR, MHTO et ARC, qui ont pour objet de protéger les équipements en contrôlant le démembrement du réseau lors d'une panne majeure. De plus, l'exploitant tient à jour, selon la disponibilité des équipements, ses directives de remise en charge du réseau. Et, depuis le verglas de 1998, l'entreprise a revu et bonifié la structure d'urgence.

Après tous ces efforts, sommes-nous pour autant immunisés aux pannes majeures? Bien téméraire celui qui répondrait par l'affirmative puisque la nature peut être violente et bien imprévisible. Mais il est indéniable que le réseau est aujourd'hui beaucoup plus robuste. Fait à souligner, un automatisme semblable au TDST installé à Cleveland et à Détroit aurait possiblement permis d'éviter la panne majeure du 14 août chez nos voisins du sud.

III. Les principaux automatismes de réseau

A. Automatisme RPTC (Rejet de production et télédélestage de charge)

Le plus gros de nos automatismes, RPTC a pour objet de détecter la perte d'une ou de plusieurs lignes à 735 kV, et d'exécuter un rejet de production et un télédélestage de charge. Il couvre presque tout le réseau, soit les deux grands axes du réseau de transport Baie-James et Côte-Nord. Les anciens automatismes de rejet de production réagissaient à la perte d'une ligne et leur effet était limité. RPTC répond à la perte d'une, de deux et de trois lignes, et le rejet de production s'ajuste selon que l'événement est simple (perte d'une ligne) ou composé (perte de plusieurs lignes). Le télédélestage de charge est sollicité seulement, sauf exception, s'il y a perte de trois lignes.

Mise en service commerciale : automne 2000

Coût : 113 M$

B. Automatisme MAIS (Manœuvre automatique d'inductances shunts)

MAIS manœuvre des inductances pour contrôler la tension du réseau 735 kV lors des perturbations

majeures. Son action est complémentaire à celle de RPTC. De plus, MAIS est l'outil privilégié pour prévenir les pertes du réseau par effondrement de la tension. Tous les postes équipés d'inductances shunts à 735 kV en sont munis, sauf les postes près des grands centres de production. Il fonctionne à partir d'une mesure locale de tension et déclenche une ou deux inductances si la tension est trop basse, ou enclenche une ou deux inductances si la tension est trop élevée.

Mise en service dans 22 postes : 1995

Coût : 43 M$

C. Automatisme TDST (Télédélestage de charge en sous-tension)

Dernier-né des automatismes, TDST surveille la tension de cinq postes de la région de Montréal et, si la moyenne de la tension de ces postes baisse pendant une période de temps définie, commande un télédélestage de charge d'au plus 2 500 MW. S'il y a forte perturbation de tension, il opère avant MAIS. Si la perturbation est moins sévère, MAIS opère en premier et TDST agit en second, s'il y a lieu.

Mise en service : décembre 2003

Coût : 5 M$

D. Automatisme DSF (Délestage en sous-fréquence)

DSF est composé de 165 unités de délestage installées dans des postes stratégiques et dans des postes satellites. DSF déleste de la charge et des condensateurs pour rééquilibrer l'équation production/charge lors de la perte d'un bloc de production. Il opère sur une mesure locale de fréquence et peut accéder à quelques 12 000 MW de charge et 8 000 Mvar de condensateurs.

Mise en service des premières installations d'importance : 1978

Coût hypothétique pour refaire DSF en 2003 : 16 M$

E. Automatisme TDI-CN (Télédéclenchement d'inductances Côte-Nord)

TDI-CN est particulier au poste Micoua et agit sur la perte simultanée des deux lignes Micoua-Laurentides et Micoua-Saguenay. Il déclenche une inductance à chacun des postes Montagnais, Arnaud, Manicouagan et Lévis.

Mise en service : 2001

Coût : 3,2 M$

F. Automatisme TDI-MM (Télédéclenchement d'inductances Manicouagan-Micoua)

TDI-MM est particulier aux postes Micoua et Manicouagan, et agit sur la perte d'une ligne au sud de ces postes. Il a le potentiel de déclencher jusqu'à deux inductances à chacun des postes Manicouagan et Micoua.

Mise en service : automne 2000

Coût : inclus dans RPTC

G. Automatisme SPSR (Solution aux problèmes de la séparation du réseau)

SPSR prend toute son importance lors d'une panne totale de réseau afin de limiter les surtensions lors de l'effondrement du réseau. Il couvre le réseau Baie-James et le réseau Churchill Falls. Il comprend une panoplie de sous-automatismes et d'équipements qui assurent un niveau de surtension sécuritaire pour les équipements et un démembrement ordonné du réseau. Citons entre autres les parafoudres manœuvrables, les parafoudres de lignes, la détection de perte de corridor, la détection de surfréquence 62 Hz, 63 Hz et 65 Hz, la protection de ligne en surtension de 1,4 pu, et la téléaccélération des protections de ligne en surtension de 1,2 pu.

Mise en service : 1989

Coût : 140 M$

Harmonisation avec RPTC et les nouvelles protections des lignes à 735 kV : 1999 et 2000

Coût : 21 M$

H. Automatisme MHTO (Mise hors tension ordonnée du réseau Tilly-LA1-LA2)

MHTO, particulier aux postes Tilly, Nikamo et LA2, détecte les pertes de raccordement du réseau LA1-LA2-Brisay au réseau principal. Si ce réseau est îloté, des surtensions harmoniques peuvent affecter ses équipements. MHTO voit alors à les protéger en procédant au déclenchement rapide des lignes Tilly-Nikamo, Nikamo-LA1 et Nikamo-LA2.

Mise en service : 1991

Coût : 4 M$

I. Automatisme ARC (Automatisme de rejet de la centrale LG1)

Des surtensions harmoniques importantes au niveau 315 kV peuvent se développer sous certaines configurations du poste Radisson. ARC détecte ces configurations problématiques, procède au démantèlement du réseau Radisson-LG1 et îlote le réseau RMCC et la centrale LG2A.

Mise en service : 1992

Coût : 6 M$



André Lapointe est à l'emploi d'Hydro-Québec depuis 1971. Il a participé à la planification du réseau de répartition tout comme il a travaillé à celle du réseau de transport principal. Dans le domaine de l'exploitation, il a participé à la planification de l'exploitation du réseau de l'ancienne région Maisonneuve et à celle du réseau actuel de transport principal. Il fait présentement partie de l'unité Programme et stratégies du réseau principal où il s'occupe surtout des automatismes de réseau.

La protection électrique

Nabil A. Ackad

I. Introduction

Après la lecture des articles précédents (études de stabilité et automatismes de réseau), on peut conclure qu'une panne générale peut avoir lieu quand une perturbation importante survient sur le réseau électrique. Ce genre de perturbation pourrait être, par exemple, le déclenchement simultané de plusieurs lignes de transport importantes ou la perte d'une portion importante de production provenant des centrales.

Les défaillances des divers composants d'un réseau électrique peuvent être d'origine non électrique (verglas, bris mécanique d'un équipement, etc.) ou d'origine électrique (court-circuit, coup de foudre, etc.). C'est dans ce dernier cas que la protection électrique entre en jeu (pour alléger le reste du document, le terme « protection » sera utilisé pour désigner la protection électrique). D'une façon simpliste on peut dire que la protection traite de la science d'utiliser des dispositifs de « protection électrique » (*protective relaying*) pour détecter et isoler des perturbations non désirées qui surviendraient sur des équipements ou sur un réseau électrique.

II. Rôle de la protection électrique

L'énergie électrique est caractérisée par une tension et un courant. Chacun de ces deux composants est essentiellement une onde sinusoïdale idéale définie par :

- une amplitude ;
- une fréquence ;
- un angle de déphasage initial (ou décalage angulaire du sinus au temps zéro).

Cependant, le réseau (depuis les appareils de production jusqu'aux charges) n'étant pas composé que d'éléments idéaux, des harmoniques peuvent se superposer aux ondes fondamentales (on peut citer en exemple les redresseurs à thyristor qui coupent une portion du sinus).

De plus, comme le réseau est composé de parties résistives, inductives et capacitives, des transitoires (superposés à l'onde sinusoïdale) se produisent lors d'un changement brusque de la configuration du réseau (court-circuit, fermeture de disjoncteur, etc.).

C'est dans ce contexte qu'on peut définir les rôles d'un système de protection électrique :

- détecter un défaut ;
- analyser et identifier le type de défaut ;
- localiser le défaut ;
- isoler le défaut.

Pour faire opérer un système de protection, on a besoin de deux types d'alimentation :

- l'alimentation auxiliaire pour les composants d'un relais (à Hydro-Québec l'alimentation à 125 V c.c. est la plus usuelle) ;
- l'alimentation c.a., une image de la tension et du courant que le relais doit mesurer et analyser. En effet, un relais de protection ne peut traiter les courants comme ceux qui circulent dans le réseau (de l'ordre des kiloampères) ni la pleine tension appliquée (de l'ordre des kilovolts). Il utilise plutôt des signaux provenant de transfos de mesure (transfos de courant ou transfos de tension). Ainsi, un transfo de courant permet d'alimenter un relais de courant avec un courant proportionnel au courant réel à mesurer et acceptable au relais (normalement à Hydro-Québec on utilise des relais ayant un courant nominal de 1 ou de 5 A). De même, les relais de tension sont alimentés par des transfos de tension qui abaissent la tension à un niveau acceptable au relais (normalement 120 V à Hydro-Québec).

Pour détecter un défaut, il faut choisir un relais qui dispose de la « fonction » appropriée à ce type de défaut et dont le réglage est suffisamment sensible pour le déceler. On distingue les relais par le type de « fonctions de protection électrique » qu'ils peuvent remplir. Les fonctions les plus communément utilisées sont :

- les relais de surintensité (détection des anomalies de court-circuit ou de surcharges accidentelles) ;
- les relais de surtension ou de sous-tension ;
- les relais de distance (mesure de l'impédance d'une ligne pour évaluer la présence d'un court-circuit le long de la ligne).

D'autres types de relais peuvent mesurer, entre autres, la puissance (en kilowatts ou en kilovars), la sous-fréquence ou la surfréquence (par opposition au 60 Hz), etc.

Il est important de s'assurer que chaque type de relais peut remplir son rôle d'analyse et d'identification du type de défaut. Par exemple, un système de protection doit pouvoir distinguer un défaut monophasé (court-circuit entre une phase d'un circuit triphasé et la terre) d'un défaut triphasé (court-circuit entre les trois phases de ce circuit triphasé).

De même, certains types de relais doivent pouvoir localiser des défauts. Par exemple, un relais de distance devrait préciser où se trouve le défaut sur la ligne protégée : près du relais, au milieu de la ligne ou à l'autre extrémité de cette ligne.

Pour définir le rôle d'un bon système de protection, la précision avec laquelle il peut identifier un défaut est aussi une caractéristique importante. On peut alors isoler seulement la plus petite partie du réseau qui est en défaut (la notion de « zone » de protection), assurant

ainsi le minimum de perturbations sur tout le réseau.

Ensuite, on peut définir l'importance du temps que le système de protection met à isoler un défaut après son apparition. En effet, le temps écoulé entre le moment où un défaut se produit et son isolation dépend principalement du type de relais et du temps d'opération des disjoncteurs. Les caractéristiques des transfos de mesure qui alimentent ces relais peuvent aussi avoir un effet sur la performance des systèmes de protection (par exemple, si un transfo de courant n'est pas choisi judicieusement, de gros courants de court-circuit vont saturer son circuit magnétique, résultant en un courant de sortie déformé qui n'est plus proportionnel au courant principal mesuré).

Le but ultime de tous ces systèmes de protection est **d'isoler** tout genre de défaut (perturbation) qui surviendrait sur une portion du réseau électrique, le plus **rapidement** possible. Ainsi, l'action finale de ces systèmes de protection est d'émettre une série de commandes pour isoler le défaut, sans trop partitionner le réseau (c'est-à-dire isoler la plus petite zone de protection possible). Selon le type de défaut et sa localisation, diverses actions peuvent être exécutées :

- ouvrir un disjoncteur ;
- arrêter un groupe turbine-alternateur ;
- émettre les informations appropriées aux automatismes de réseau ;
- délester des charges prédéfinies ;
- enclencher / déclencher des bancs de condensateurs.

III. La protection électrique à Hydro-Québec

Voici les rôles qu'assume un responsable d'étude de protection à Hydro-Québec.

- Faire la collecte des données provenant des études de stabilité du réseau afin de déterminer de combien de temps le système de protection dispose au maximum pour isoler un défaut avant que la perturbation ne cause l'instabilité du réseau.
- Choisir les transfos de mesure dont la précision et le type assurent des intrants aux relais de protection aussi fidèles que possibles aux courants et tensions principaux du réseau.
- Choisir les types de relais ayant les caractéristiques requises pour détecter les défauts envisagés et assez rapides pour agir avant l'instabilité du réseau. De même, s'assurer que les plages de réglage du relais sont assez larges pour pouvoir les régler tout en prévoyant l'expansion éventuelle du réseau. Ces relais doivent aussi tenir compte des harmoniques et des transitoires de l'onde sinusoïdale mesurée.
- Établir la nécessité de redondance des systèmes de protection afin d'éviter que la panne de un élément n'ait une incidence sur le réseau (critères du NPCC).
- Mettre en place des « protections de réserve ». Ainsi, si la « protection principale » choisie ne fonctionne pas ou si le disjoncteur refuse d'ouvrir, une zone de protection « un peu » plus élargie pourrait répondre au défaut (le temps requis pour isoler le défaut est alors un peu plus long).
- Établir la configuration des différents composants du système de protection et leur interaction afin de s'assurer que les dispositifs pouvant isoler un défaut donné fonctionnent selon la bonne séquence (réalisée par un schéma de principe de protection).

IV. Conclusion

On peut conclure que la protection électrique a deux rôles :

- détecter tout type de perturbation électrique qui peut survenir sur le réseau afin de l'isoler : en la localisant le plus précisément possible et en agissant le plus rapidement possible;
- émettre l'information requise aux différents automatismes pour qu'ils puissent exécuter les actions nécessaires pour stabiliser le réseau.

À Hydro-Québec, une équipe chevronnée, qui compte plusieurs années d'expérience et qui connaît bien les particularités du réseau, assume bien ce rôle.



Nabil A. Ackad est ingénieur à l'unité Automatismes de production, direction Expertise de centrales, groupe Production. Après avoir travaillé pendant une vingtaine d'années dans des firmes de génie-conseil, il joint, en 1992, le service Études et normalisation de la vice-présidence Équipement de transport d'Hydro-Québec. À la suite de la réorganisation de 1994, il se retrouve à la division Protection du groupe Équipement. Composée d'une vingtaine de personnes, cette division avait pour mandat d'effectuer toutes les études associées à la protection électrique des centrales et des postes d'Hydro-Québec. Lors de la réorganisation de 1998, elle a été scindée entre les Groupes TransÉnergie et Production. Depuis, ce sont les études de protection des équipements des centrales d'Hydro-Québec et la normalisation des services auxiliaires dans ces centrales qui l'occupent.

LANGAGE : Un système expert de diagnostic pour les centres de téléconduite

Jean-Pierre Bernard

Entre 1991 et 1994, j'ai participé à la réalisation du système expert LANGAGE. À l'époque, alors que les CT s'appelaient CER, j'avais produit deux articles sur ce système. Le texte qui suit est un résumé de ces articles. Le texte ne vise pas à décrire comment le réseau est opéré et ne fait pas la distinction entre opérateur et répartiteurs. Le terme opérateur est utilisé dans ce texte dans un sens large qui englobe les deux professions.

I. Introduction

Les centres de téléconduite (CT) d'Hydro-Québec TransÉnergie sont responsables de la surveillance et de la télécommande de plus de 550 installations (postes et centrales). Chaque opérateur de CT commande, en moyenne, 15 installations. Quand une perturbation se produit sur le réseau, les opérateurs doivent réagir rapidement et analyser les messages d'alarmes produits par le système SCADA du CT pour diagnostiquer la cause de la perturbation. Ce diagnostic permet aux opérateurs de prendre les mesures nécessaires pour restaurer le réseau. L'établissement d'un diagnostic est une tâche complexe à cause de la grande quantité d'information traitée par les opérateurs, de la complexité des équipements et de la faiblesse des outils de traitement d'alarme offerts par le système SCADA.

Pour alléger cette tâche, Hydro-Québec a développé au début des années 1990 le système expert LANGAGE. Ce système est conçu pour exécuter une analyse continuelle des messages d'alarmes produits par le système SCADA du CT, détecter automatiquement l'opération des systèmes de protection ou des automatismes de restauration et produire en temps réel des diagnostics concis identifiant l'origine et les conséquences de la perturbation. Ces diagnostics permettent aux opérateurs d'accomplir plus rapidement leur analyse et de gérer plus efficacement l'information qu'ils reçoivent.

II. Centre de téléconduite et alarmes

Les opérateurs, grâce au système SCADA du CT, commandent directement la plupart des installations (postes et centrales) de la région sous la responsabilité du CT. Les opérateurs peuvent ouvrir ou fermer des disjoncteurs ou des sectionneurs, ou encore démarrer et contrôler des alternateurs dans des centrales non gardiennées localisées à des centaines de kilomètres du CT. Les opérateurs ne connaissent l'état des équipements du réseau que par les informations que leur présente le système SCADA.

Plus de 350 stations de télémesure (ST) sont balayées chaque seconde par les systèmes SCADA des CT. Le plus gros CT, celui de Maisonneuve, reçoit 70 000 points d'acquisition de données de ses 95 ST (statistiques de 1992). Ces données sont affichées pour les opérateurs soit sur des schémas unifilaires montrant l'état des disjoncteurs et des sectionneurs, la tension des barres et l'écoulement de puissance sur les lignes, soit commeune liste de messages d'alarmes. Les messages d'alarmes avertissent les opérateurs des changements qui se produisent sur le réseau. Les opérateurs peuvent ainsi suivre l'évolution du réseau et réagir aux conditions anormales dès qu'elles se produisent. Les messages d'alarmes sont produits et affichés quand :

- la position d'un appareil ou l'état d'une alarme d'annonciateur change : ouverture / fermeture d'un disjoncteur, température trop élevée dans un transformateur, activation d'une protection principale, etc.;
- une mesure dépasse sa limite de fonctionnement normale : surcharge d'une ligne de transmission, sous-tension à une barre, etc.

Les messages d'alarmes liés au changement de position d'un disjoncteur ou d'un sectionneur indiquent si le changement résulte d'une télécommande effectuée par l'opérateur du système SCADA ou s'il s'agit d'un changement inopiné. Un changement inopiné résulte soit d'une manœuvre effectuée dans l'installation par la commande locale, soit d'une opération déclenchée automatiquement à des fins de protection ou de remise en charge.

Le traitement conventionnel des messages d'alarmes dans un système SCADA consiste à rapporter les messages aux opérateurs à mesure qu'ils se produisent : une liste affichée en ordre chronologique, chaque ligne étant colorée selon une sévérité assignée au point d'acquisition. Des sommaires, par équipement ou par secteur, peuvent être affichés. Les messages d'alarmes sont présentés sans aucune analyse pour aider l'opérateur à déterminer l'état du réseau.

III. Défaut et messages d'alarmes : un exemple

Pour illustrer la tâche de l'opérateur face aux alarmes, considérons le cas où un défaut se produit sur un transformateur provoquant l'opération du système de protection et d'un automatisme de remise en charge. La figure 1. montre les messages d'alarmes affichés par la fonction de traitement des alarmes du système SCADA.

Date	Heure	Poste	NomDePoint	Description	État
910531	112948	+DONAT	T2......63	PRESS GAZ ANOR T2	-N-
....	...	...	...	...	...
910531	115016	+DONAT	CH129...74	COND ANOR CHARG 129 VCC	-N-
910531	115016	+DONAT	S22&S24.27	PERTE TENS SERV AUX S22 & S24	-N-
910531	115016	+DONAT	D120-002TC	NON-AUTORISE	OUVERT
910531	115016	+DONAT	SAB23B24TS	NON-AUTORISE	FERME
910531	115016	+DONAT	D025-022TC	NON-AUTORISE	OUVERT
910531	115016	+DONAT	D025-023TC	NON-AUTORISE	OUVERT
910531	115016	+DONAT	SAT2B2..TS	NON-AUTORISE	OUVERT
910531	115016	+DONAT	T2..49&63*	DECL PROT GAZ & TEMP ENROUL T2	-N-
910531	115024	+DONAT	S22&S24.27	PERTE TENS SERV AUX S22 & S24	-R-
910531	115024	+DONAT	CH129...74	COND ANOR CHARG 129 VCC	-R-
910531	115024	+DONAT	D120-002TC	NON-AUTORISE	FERME
910531	115024	+DONAT	D025-023TC	NON-AUTORISE	FERME
910531	115029	+DONAT	RS1......3	VERR RET SERV T2 & T3	-N-

Figure 1 Messages d'alarmes produits au CT à la suite du défaut du transformateur T2

Les messages d'alarmes sont en ordre chronologique. Chaque message comporte la date, l'heure, le nom de la station de télémesure, le nom du point d'acquisition, une description de la nature du message et le nouvel état du point d'acquisition. Les états dépendent de la nature du point. Pour les alarmes d'annonciateurs, N indique une nouvelle alarme et R indique un retour à la normale. Pour les disjoncteurs et les sectionneurs, l'état est indiqué par OUVERT ou FERMÉ. Le nom du poste Saint-Donat est noté +DONAT.

La signification de ces alarmes peut être clarifiée à l'aide des schémas simplifiés du poste Saint-Donat illustrés à la figure 2. Le schéma de gauche représente la configuration de ce poste de distribution typique avant le défaut. Les deux transformateurs T2 et T3 abaissent la tension de 120 kV à 25 kV. Deux lignes de transport peuvent alimenter cette paire de transformateurs par les barres B2 et B4 (normalement, une seule ligne est utilisée et un des disjoncteurs est ouvert). Les transformateurs alimentent quatre lignes de distribution par les barres B23 et B24. Les disjoncteurs D120001 et D120002 peuvent être déclenchés par les protections de lignes pour isoler les défauts affectant les lignes. Ils sont aussi utilisés, conjointement avec les disjoncteurs D025 022 et D025023, par la protection des transformateurs pour isoler les défauts affectant leur zone. Les sectionneurs SAT2B2 et SAT3B4 servent à isoler un transformateur défectueux des barres B2B4.

Une protection principale et un rétablisseur de service veillent sur les transformateurs T2 et T3. La protection principale provoque l'ouverture des disjoncteurs entourant les deux transformateurs si un défaut est détecté. Dans notre exemple, un défaut se produit sur T2 et le disjoncteur D120002 est déclenché à 11:50:16 afin de couper toute alimentation au défaut, le disjoncteur D120001 étant déjà ouvert. Les autres disjoncteurs de la zone, D025022 et D025023, sont aussi déclenchés. Cette ouverture est accompagnée d'alarmes d'annonciateur, notamment l'alarme T2..49&63 indiquant l'activation de la protection principale. Ce faisant, la livraison d'électricité est interrompue sur les artères L221, L222, L223 et L224. Si elle opère correctement, la protection principale amorce le rétablisseur de service afin de réalimenter le plus rapidement possible les artères.

Le rétablisseur de service commande l'ouverture du sectionneur SAT2B2 pour isoler le transformateur défectueux T2, et la fermeture du sectionneur SAB23B24 (à 11:50:16). Dès que le mouvement des sectionneurs est terminé (à 11:50:24), le rétablisseur enclenche les disjoncteurs D120002 pour réalimenter le transformateur T3 et D025023 pour réalimenter les artères. Il en résulte la configuration montrée dans le schéma de gauche dans la figure 2.

Notez que, pour une seconde donnée, l'ordre des messages d'alarmes correspond à l'ordre de balayage de la ST et non à l'ordre d'occurrence. C'est pourquoi l'alarme indiquant l'activation de la protection principale ne précède pas les déclenchements qui ont lieu dans la même seconde.

La protection principale opère en un temps de 3 ou 4 cycles de 1/60 s pour sauvegarder les équipements ; le rétablisseur de service agit en un temps de l'ordre de 5 à 30 secondes.

IV. L'opérateur et les messages d'alarme

Lorsqu'une protection opère dans une installation pour isoler un défaut, l'opérateur doit évaluer rapidement s'il y a une perte d'équipement qui risque de rendre le réseau instable ou de surcharger les équipements voisins. Il doit ensuite prendre les actions pour réorganiser le réseau et éviter un élargissement de la panne. Mais, en premier lieu, l'opérateur doit se rendre compte qu'un incident se produit et diagnostiquer quels équipements sont affectés.

Dans notre exemple, l'opérateur doit identifier, en corrélant les messages d'alarmes de déclenchements avec les ouvertures de disjoncteurs dans la séquence de messages, que la protection principale a opéré normalement. Puis il doit identifier qu'un sectionneur d'isolation et un disjoncteur s'ouvrent pour isoler T2 et que certains disjoncteurs se referment pour réalimenter T3 quelques secondes plus tard. Il doit ensuite conclure à une opération complète du rétablisseur, laissant T3 en réseau et T2 isolé. L'opérateur peut vérifier les messages précédents et constater qu'un message d'alarme de surchauffe de T2 avait été émis 30 minutes plus tôt à 11:29:48 (surtout utile lorsque l'alarme de la protection principale n'indique pas la cause exacte du déclenchement). L'opérateur doit maintenant évaluer l'impact de la perte de T2 et prendre les mesures appropriées.

Cette tâche peut s'avérer difficile, pour plusieurs raisons.

• Chaque opérateur est responsable de plusieurs installations. Le volume d'information à traiter peut devenir important si plusieurs incidents se produisent simultanément.

• Un nombre élevé de messages d'alarmes à analyser peut être produit en un court laps de temps, par exemple :

- un défaut sur un transformateur peut entraîner la production de 150 messages d'alarmes en deux secondes ;

- un défaut dans une centrale électrique peut entraîner la production de jusqu'à 2 000 messages (300 dans les cinq premières secondes) ;

- pendant un orage, des messages d'alarmes sont produits au taux de 20 par seconde ;

- quand une panne de réseau survient, jusqu'à 15 000 alarmes par CT sont produites dans les premières secondes. La plupart de ces messages d'alarmes ne seront pas utiles pour établir un diagnostic et doivent être écartés par l'opérateur.

Ainsi, le 18 avril 1988, de la neige fondante causa un défaut sur une barre du réseau 735 kV au poste Arnaud. Ce défaut entraîna la perte de trois lignes portant 3 300 MW et l'opération d'une dizaine de protections et d'automatismes. Les opérateurs du CT Manic virent apparaître sur leurs écrans 1 200 messages d'alarmes pour la seconde 8:35:54 et 3 800 autres dans la minute qui suivit. Les opérateurs trouvèrent l'origine du défaut quelques heures plus tard.

Afin d'aider l'opérateur dans cette tâche, Hydro-Québec a développé le système expert LANGAGE (Logiciel d'analyse et de gestion des alarmes généralisé). Les opérateurs du CT Manic, s'ils avaient alors eu LANGAGE, auraient pu avoir une idée claire de l'opération des protections et des automatismes et des défauts impliqués quelques minutes après le défaut. Lorsque alimenté avec l'archive de ces messages et un modèle partiel de la région Manic de l'époque, le

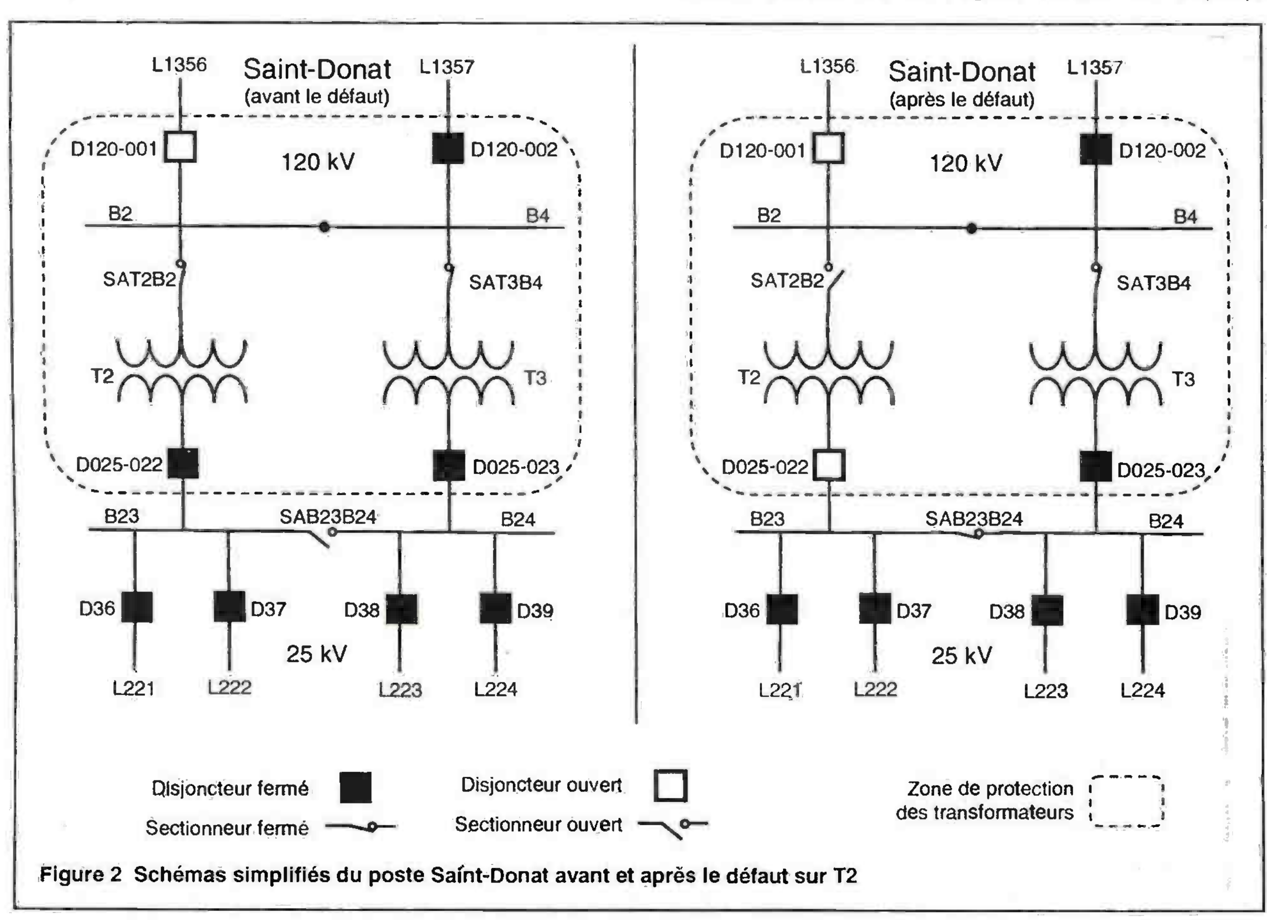


Figure 2 Schémas simplifiés du poste Saint-Donat avant et après le défaut sur T2

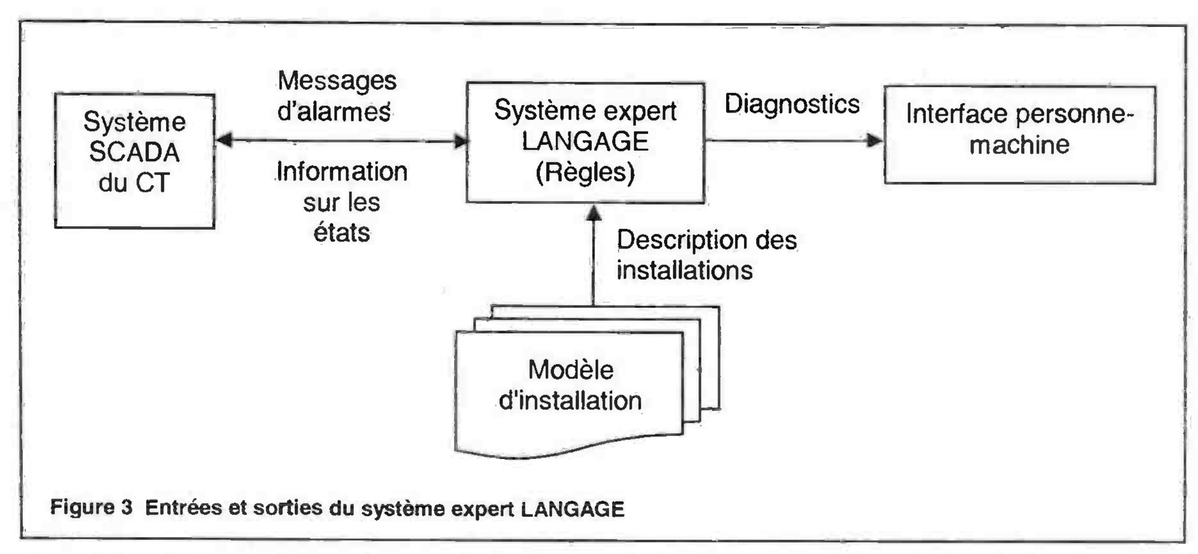


Figure 3 Entrées et sorties du système expert LANGAGE

système expert produisait en moins d'une minute une dizaine de diagnostics pour l'opération de protection et d'automatismes de protection à 8:35:54, puis quelques autres dans les secondes suivantes. Avec ces diagnostics, des opérateurs ont estimé qu'ils auraient eu l'information nécessaire pour devancer de quelques heures la reprise du transfert de 1 500 MW sur une des lignes.

V. Le système expert LANGAGE

LANGAGE se présente comme un assistant pour l'opérateur qui produit et affiche des diagnostics (figure 3). LANGAGE analyse continuellement les messages d'alarmes produits en temps réel et émet les diagnostics dès qu'ils sont prêts. LANGAGE utilise une description des protections et des automatismes de chaque installation d'un CT, une connaissance des protections et des automatismes codée sous forme de règles ainsi que les messages d'alarmes transmis par le système SCADA. À l'occasion, LANGAGE demandera au système SCADA l'état courant d'un appareil de coupure pour lequel aucun message d'alarme n'a été produit.

La figure 4. montre le diagnostic produit par LANGAGE à partir des messages d'alarmes de la figure 1. Le diagnostic identifie les automatismes

Diagnostic # 12 Résumé : 910531 115016 défaut +DONAT T02 isolé

Défaut : La protection de T02 à +DONAT a été initiée suite à la détection de :
T2......63 PRESS GAZ ANOR T2

État résultant : +DONAT T02 est isolé
+DONAT T03 est en charge

Diagnostic : +DONAT T02.....PR : La protection a opéré normalement
+DONAT T02&T03.RS : Le rétablisseur a opéré normalement
+DONAT T02 : isolé

Justification : +DONAT T02.....PR : La protection a opéré normalement
910531 112948 +DONAT : T2......63 a été reçue
910531 115016 +DONAT : D025-022TC a déclenché
910531 115016 +DONAT : D025-023TC a déclenché
910531 115016 +DONAT : D120-001TC ouvert
910531 115016 +DONAT : D120-002TC a déclenché
910531 115016 +DONAT : T2..49&63* a été reçue

+DONAT T02&T03.RS : Le rétablisseur a opéré normalement
910531 115016 +DONAT D120-001TC est demeuré ouvert
910531 115016 +DONAT SAB23B24TS a enclenché
910531 115016 +DONAT SAT2B2..TS a déclenché
910531 115016 +DONAT D025-023TC a enclenché
910531 115024 +DONAT D120-002TC a enclenché
910531 115029 +DONAT RS1......3 a été reçue

Figure 4 Un diagnostic produit par LANGAGE à partir des messages d'alarmes

impliqués, évalue le succès de leur opération et l'état résultant des appareils. Des diagnostics sont émis en réponse à l'opération des protections et des automatismes suivants :

- protection principale,
- protection de réserve,
- rétablisseur de service,
- réenclencheur de ligne,
- permutateur de lignes,
- rejet de production ou de génération.

Des diagnostics sont aussi émis pour identifier des alarmes critiques et des conditions anormales dans les messages d'alarmes tels un message répétitif ou un essai d'annonciateur.

LANGAGE emploie une représentation par modèle de l'opération de contrôle automatique. Avec cette représentation, la connaissance est divisée en deux classes.

1. Une description basée sur des règles génériques du comportement des divers systèmes de protection et automatismes de remise en charge qui existent dans le réseau. Ce comportement est exprimé en termes de groupements de messages d'alarmes qui doivent se présenter dans un intervalle de temps donné quand une protection ou un automatisme fonctionne. Les règles tiennent compte de la possibilité d'opération anormale ou inachevée de la protection ou de l'automatisme.

2. Une description, appelée modèle, de chaque installation contrôlée par le CT. Le modèle d'une installation énumère, pour chaque protection ou automatisme, les équipements contrôlés (barres, transformateurs, lignes, inductances, alternateurs et autres), les appareils de coupure utilisés et les points d'alarmes d'annonciateurs qui peuvent ou doivent être activés quand la protection ou l'automatisme fonctionne. Cette description est facilement extraite à partir des schémas de l'installation.

La représentation par modèle convient bien au traitement en temps réel. Elle est plus rapide et plus simple que les méthodes basées sur des techniques comme la génération d'hypothèse, qui réclame une modélisation précise du réseau et des protections et automatismes, un programme de simulation ainsi que beaucoup de puissance de traitement. La représentation par modèle est plus générale, plus puissante et plus facile à maintenir que celles qui se fondent fortement sur l'heuristique.

VI. Épilogue

Bien que LANGAGE ait été apprécié au CT Maisonneuve lors du verglas de 1998, il n'a heureusement pas encore subi le test ultime puisqu'il n'y a pas eu de panne générale depuis qu'il a été mis en place.

Bibliographie

Ce texte est en grande partie un résumé des articles suivants

• J.-P. Bernard, D. Durocher, An Expert System for Fault Diagnosis Integrated in Existing SCADA Systems, Proc. IEEE Power Industry Computer Application Conference (PICA), Scottsdale, Arizona, 1993.

• J.-P. Bernard, D. Durocher, LANGAGE: an Expert System for Diagnosis in a Real-time Context, Ninth IEEE Conference on Artificial Intelligence for Applications (CAIA-93), Orlando, Florida, 1993.

Une copie en format PDF de ces articles peut être obtenue en s'adressant à l'auteur :

Bernard.Jean-Pierre@hydro.qc.ca.



Jean-Pierre Bernard a obtenu un baccalauréat en génie électrique à l'École Polytechnique de Montréal en 1978. Il est entré au service d'Hydro-Québec en 1979 au Centre de conduite du réseau. Depuis, il a travaillé au développement des systèmes de gestion d'énergie du CCR et des CT, notamment au projet de modernisation du CCR où il a œuvré de 1995 à 2002.

Mesures d'urgence... à la mesure des Centres de téléconduite

Jacques Villeneuve

I. Introduction

Même si nous croyons que tout a été mis en œuvre pour éviter une panne générale de réseau, nous devons tout de même prévoir l'impossible et considérer qu'une telle défaillance peut survenir. Le cas échéant, les opérateurs des Centres de téléconduite (CT) ont donc reçu des instructions d'urgence qui sont, en fait, des procédures à suivre pour rétablir la tension et la charge du réseau à la suite d'une panne partielle ou totale. Chaque poste, chaque centrale d'Hydro-Québec dispose d'une telle marche à suivre.

Ces procédures comportent deux phases : la première consiste essentiellement à ouvrir à peu près tous les disjoncteurs des postes et centrales en panne et à mettre hors service certains automatismes; la seconde permet de rétablir graduellement la tension et la charge. Pour remettre l'équipement en marche, l'opérateur doit d'abord faire démarrer des alternateurs. Puis, il rétablit progressivement la tension dans les postes de transport, de répartition et de distribution tout en augmentant la charge du réseau pour le stabiliser.

II. Automatisation des mesures d'urgence

Avant la mise en exploitation des CT au milieu des années 80, ces procédures étaient exécutées manuellement par les opérateurs dans les postes et centrales. Après, cette tâche était exécutée par les opérateurs du CT. Or, ceux-ci peuvent parfois avoir sous leur contrôle — la nuit par exemple — plus de trente installations comptant plus de 400 disjoncteurs! Dans une telle condition, si une panne majeure survient, l'opérateur peut avoir besoin de plus d'une heure pour télécommander individuellement l'ouverture de tous les disjoncteurs dont il a la responsabilité, sans compter les autres manœuvres requises. C'est la raison pour laquelle il était essentiel d'intégrer au système de téléconduite une fonction pour aider les opérateurs à rétablir le réseau après une panne partielle ou totale.

La fonction MURG (Mesures d'urgence) a été développée et intégrée aux systèmes des CT vers la fin des années 80. Sur demande de l'opérateur, elle met à exécution les actions prévues par la première phase des instructions d'urgence. Son objectif : terminer la tâche en moins de cinq minutes. À première vue, cela semble relativement simple à exécuter puisque la première phase consiste essentiellement à télécommander le plus rapidement possible l'ouverture de disjoncteurs. (L'automatisation de la seconde phase serait nettement plus complexe à réaliser). Mais, nous le savons tous par expérience, quand nous passons de la théorie à la pratique, les choses ont tendance à se complexifier. Le succès d'un outil repose sur de multiples facteurs. Dans le cas spécifique de la fonction MURG, il fallait, entre autres, apporter une attention particulière à trois aspects : l'utilisabilité, la sécurité et la fiabilité.

III. Facteurs de réussite

L'**utilisabilité** d'une fonction ou d'un logiciel se mesure à sa convivialité. Pour avoir du succès, la fonction MURG devait d'abord être facile à utiliser puisque les opérateurs s'en servent rarement. Elle devait être munie d'une interface très simple, naturelle. En fait, l'objectif ultime était qu'un opérateur puisse l'utiliser de façon intuitive, sans avoir suivi de formation. C'était son point faible lors des premiers déploiements. Cela a toutefois été amélioré récemment, après la désormais célèbre tempête de verglas. Les opérateurs peuvent maintenant, entre autres, visualiser en tout temps la liste des appareils qui auraient à être manœuvrés si la fonction était lancée. Ils peuvent également consulter la liste des points qui servent à déterminer la condition d'application des mesures d'urgence d'une installation. Enfin, après avoir lancé le processus, ils peuvent consulter un rapport détaillé des anomalies qui auraient pu se produire durant l'exécution du processus.

La **sécurité** est bien sûr aussi importante : il ne faut surtout pas que cette fonction démarre par erreur. J'imagine que si un pirate informatique connaissait l'existence de cette fonction, son rêve serait d'en prendre le contrôle. Ce n'est certainement pas pour rien que la sécurité des systèmes des CT est d'une importance capitale. Bien qu'il aurait été possible de faire démarrer la fonction MURG automatiquement à la suite d'une panne de réseau, nous avons plutôt opté pour une action volontaire exécutée par un opérateur ou un répartiteur. Au démarrage, la fonction vérifie la condition d'application des mesures d'urgence, qui vise simplement à s'assurer qu'il n'y a aucune présence de tension dans l'installation. Si tel n'est pas le cas, elle en informe l'utilisateur (opérateur ou répartiteur) qui peut alors, malgré tout, lancer le processus. Ce n'est pas une sécurité à toute épreuve, mais les exploitants la jugent suffisante.

Quant à la **fiabilité**, elle est fondamentale. Cette fonction n'est jamais utilisée en temps normal. Mais le jour où elle l'est, l'exploitant, qui vit déjà une situation de

stress inhabituelle, s'attend à ce qu'elle fonctionne correctement. Lorsque le bateau coule, on espère au moins que la chaloupe de sauvetage tiendra le coup! L'atteinte de cet objectif présente un réel défi à l'ingénieur logiciel. Il n'est en effet pas question de tester cette fonction sur un système en exploitation, ne fusse qu'une seule fois, juste pour s'assurer qu'elle fait bien le travail. Remarquez bien qu'il ne s'agit pas d'une difficulté propre à cette fonction ; les concepteurs d'automatismes de réseau, qui ont pour but d'éviter qu'une défectuosité mineure se transforme en une panne générale, font face au même problème.

Pour tester la fonction MURG, il a donc fallu nous en tenir à des simulateurs. Pour maximiser nos chances de succès, nous avons aussi développé un « mode test » qui, à ma connaissance, n'a été utilisé que quelques fois. Il permet aux exploitants de lancer la fonction MURG sur un système en exploitation. Pendant la durée de l'essai, l'acquisition normale des données en temps réel est suspendue et remplacée par un simulateur, ce qui a pour effet de rendre le système de téléconduite inutilisable. Vous voyez pourquoi ce test n'a pas été exécuté très souvent. Cependant, il a permis de démontrer, jusqu'à un certain point, la bonne fonctionnalité de la fonction MURG dans un environnement autre qu'en laboratoire.

IV. Formation des utilisateurs

L'idéal serait que, à l'instar des pilotes d'avion commerciaux et des opérateurs de centrales nucléaires et d'autres systèmes complexes où la sécurité des gens est en jeu, les exploitants disposent d'un véritable système de formation pour se familiariser avec les situations d'urgence. Ce système n'est malheureusement pas disponible. Les opérateurs doivent donc apprendre les rudiments de la fonction MURG dans un environnement très limité qui ne comporte qu'une seule installation. Cet environnement est tout de même suffisant pour leur permettre de revoir la fonction de temps à autre.

MURG a été mise en exploitation en 1988 ou 1989. Coïncidence étonnante, la dernière panne de réseau s'est produite à peine quelques mois plus tard! Alors, les exploitants ont eu l'occasion de tester la fonction dans le cadre d'une vraie situation d'urgence. J'ai appris, au lendemain de cette panne, non pas sans une certaine fierté, qu'elle avait fonctionné adéquatement. Comme je ne suis plus impliqué directement dans ce dossier, je n'ai aucune idée du nombre de fois où elle a été utilisée depuis. Un exploitant m'a néanmoins affirmé qu'elle a servi à quelques reprises sur un nombre limité d'installations lors de pannes partielles.

V. Remerciements

Je remercie Guy La Vergne et Paul Chicoine pour leurs suggestions et commentaires relativement au contenu de cet article.



Jacques Villeneuve a obtenu un baccalauréat en génie électrique à l'École Polytechnique de Montréal en 1975 et une maîtrise de la même institution en 1978. Il a commencé à travailler à Hydro-Québec en 1978 au CCR (Centre de conduite du réseau). De 1978 à 1983, il a surtout travaillé au développement et à l'entretien de systèmes d'acquisition de données en temps réel (Télé-ECE en particulier). Vers 1983, Jacques a poursuivi sa carrière dans le cadre du développement des logiciels des CT (Centre de téléconduite). C'est à cette époque qu'il a eu l'occasion de parfaire ses compétences en télécommande de postes et de centrales par l'intermédiaire de ces centres. C'est évidemment dans ce contexte qu'il a pu concevoir et réaliser la fonction MURG. Durant les dernières années, il a mis au point un contrôleur par logique floue utilisé pour le réglage de la production et de la tension de certains turboalternateurs. Il a également travaillé à la conception d'un outil pour régler collectivement la tension de tous les alternateurs d'une centrale. Présentement, il participe avec le personnel de la firme SNC Lavalin, au développement des fonctions acquisition et télécommande du futur système de conduite des CT. Son intérêt pour le génie logiciel va principalement à l'analyse des besoins, à la conception et à l'intégration de systèmes en temps réel.

La remise en charge

Par le comité Écho

Texte tiré du document sur la philosophie de remise en charge préparé par Yves Camus, ing., chargé d'équipe, unité Plan et encadrement du contrôle, direction Contrôle des mouvements d'énergie, et Jacques Audet, agent principal réseau, unité Centre de contrôle du réseau, direction Contrôle des mouvements d'énergie

I. Introduction

Et si malgré toutes ces précautions une panne générale survenait quand même?

Aussi confiante qu'elle soit de sa performance, Hydro-Québec ne prétend pas à l'infaillibilité. C'est pourquoi la remise en charge, travail ingrat s'il en faut, possède son équipe à temps plein, qui jour après jour planche sur ce qu'il faut faire advenant une défaillance générale.

En cas de panne, il faut rétablir le réseau de la façon la plus sûre et dans les délais les plus brefs. Rétablir, c'est revenir à l'équilibre entre la production et la charge. Toute la charge. C'est plus vite dit que fait. L'avantage de la production hydraulique par rapport à la production thermique est sa flexibilité de redémarrage, sans compter que bien souvent les groupes turbines-alternateurs de ce type de centrale ne s'arrêtent pas tous et demeurent en rotation à vide hors réseau. Leur réutilisation est alors très rapide. En 1989, il a suffi de neuf heures pour que 90 % de la charge soit rétablie. L'objectif actuel est plus rapide encore.

Un peu partout dans le monde, on remet des réseaux en charge à partir de lignes dont le niveau de tension est relativement bas. La mise sous tension des lignes à haute tension ne se fait que beaucoup plus tard et sert surtout à rattacher les différents sous-réseaux (îlots) entre eux.

Jusqu'en 1977 à Hydro-Québec, la remise en charge du réseau se faisait à travers les niveaux de tension de 120 kV et de 315 kV en premier. Mais après la construction de centrales de plus en plus loin des centres de consommation et l'expansion du réseau à 735 kV, on a opté pour la mise en application d'un scénario de remise en charge qui passe par le réseau de transport à 735 kV.

Depuis plus de 30 ans, Hydro-Québec tient à jour un plan de remise en charge du réseau pour parer à toute éventualité. Nous proposons au lecteur, comme prolégomènes utiles à la compréhension du plan de remise en charge d'Hydro-Québec, un survol des points les plus essentiels tels que : les réseaux de base qui le composent, les critères d'élaboration retenus, les outils employés pour le rétablissement, les activités de maintien de sa validité et les besoins de formation du personnel concerné.

II. Réseaux de base et sous-réseaux

Le plan de remise en charge est conçu de telle sorte que les réseaux de base (RB_i) soient rétablis simultanément et qu'ils convergent vers la région de Montréal. Les réseaux de base RB1 et RB2 sont rétablis à partir des centres de production de la région de la Manicouagan, au nord-est du Québec, tandis que les réseaux de base RB3 et RB4 sont rétablis à partir des centrales de la région de la Grande-Rivière, au nord-ouest du Québec. Le fait d'avoir une redondance de parcours pour chacune des sources, et que celles-ci soient localisées à chaque extrémité de la province, nous assure de toujours avoir une solution disponible pour démarrer le processus de remise en charge du réseau. Enfin, le réseau de base RB5 qui forme une demi-boucle à 735 kV autour de l'île de Montréal est rétabli à partir de la centrale de Beauharnois.

Simultanément au rétablissement des réseaux de base qui représentent l'ossature du réseau principal, des sous-réseaux sont aussi rétablis. L'objectif du rétablissement de ces sous-réseaux est d'alimenter dans les plus brefs délais le plus grand nombre de charges prioritaires. Pour y arriver, des îlots sont créés via les lignes de répartition en utilisant comme source soit des centrales qui sont près des régions urbaines, soit un apport de puissance venant des réseaux voisins. Par la suite, aussitôt que les conditions du réseau principal deviennent favorables, ces sous-réseaux sont synchronisés avec ce dernier. Bien entendu, les sous-réseaux bénéficiant du soutien d'un réseau voisin (ceux de l'Abitibi, de la Gatineau et de la Gaspésie) doivent au préalable être séparés de ce dernier avant leur synchronisation au réseau principal.

Au cours de la remise en charge, le répartiteur CCR transport, qui joue le rôle de responsable au niveau de la coordination du rétablissement, choisit, selon l'évolution du rétablissement des RB, lequel sera synchronisé en premier avec la boucle de Montréal.

III. Critères d'élaboration du plan

Toutes les réflexions qui conduisent à l'élaboration du plan de remise en charge répondent à deux préoccupations majeures complémentaires et non concurrentes :

- **Tout d'abord, la qualité du plan pour garantir un rétablissement sûr** du réseau : chaque manœuvre, chaque étape doit être accomplie avec maîtrise pour éviter tout bris, tout accident ou tout effondrement (sauvegarder ce qui est encore viable pour rebâtir le réseau).

Ensuite, le délai pour réduire autant que possible la durée du retour à l'alimentation normale pour l'ensemble des clients affectés par la panne.

Le respect de ces préoccupations nous conduit ainsi à proposer, pour chacun des réseaux de base, le **scénario optimal** qui tient compte à la fois des critères pratiques et techniques.

IV. Les critères pratiques

Les critères d'ordre pratique servent surtout à l'optimisation du plan. Le but de ces critères est de limiter les pertes de temps et de fournir une façon de faire commune à tous les exploitants.

A. Minimum d'appareils et de manœuvres

Chaque réseau de base utilise un parcours qui permet de transiter par le moins d'installations possible dans le but d'accélérer le processus. De plus, on doit pouvoir remettre en charge le réseau avec le moins d'appareils possible dans l'optique où la panne pourrait avoir affecté certains éléments. On veut éviter de mettre sous tension un appareil défectueux.

On doit également se préoccuper de minimiser le nombre de manœuvres pour réduire la consommation d'énergie (réserve d'air des disjoncteurs, capacité des batteries).

B. Minimum de communications

Les instructions d'urgence (voir plus bas) sont rédigées de façon à rendre les exploitants les plus autonomes possible au niveau de la séquence de manœuvres à exécuter pour rétablir le réseau. Bien entendu, certaines étapes de validation requièrent une communication entre les opérateurs et leurs répartiteurs. En plus de ces communications prédéfinies, si on rencontre un problème dans l'application de la procédure de remise en charge, les opérateurs doivent communiquer avec le répartiteur CER autorisé à déroger aux instructions d'urgence. Si la modification requise a un impact sur un parcours de réseau de base, seul le répartiteur CCR est en mesure de coordonner une solution de rechange. Il suit et coordonne le rétablissement des cinq réseaux de base et peut intervenir en tout temps.

C. Minimum de déplacements

Toutes les installations stratégiques des réseaux de base et des sous-réseaux doivent être gardiennées lors de la remise en charge du réseau. Les opérateurs mobiles doivent donc se diriger vers les installations qui leur ont été assignées et d'autres opérateurs sont rappelés au travail si requis. Le but est d'éviter tout délai causé par le déplacement des opérateurs.

D. Maximum de flexibilité

Lors de l'élaboration du plan de remise en charge du réseau, les scénarios offrant une flexibilité dans le choix des lignes ou des éléments requis ont été favorisés.

V. Les critères techniques

Une fois les parcours de remise en charge déterminés, le plan doit être validé pour s'assurer qu'il est sécuritaire pour l'intégrité du réseau. Des simulations préalables effectuées par l'unité Plan et stratégie du réseau principal de la direction PAAR, permettent de valider chacun des scénarios. La plupart des simulations se font en régime permanent (écoulement de puissance), mais certains cas doivent être validés par une analyse en mode transitoire (EMTP).

A. Au niveau des installations de production

Pour chaque réseau de base, il faut dans un premier temps identifier quelle centrale sert comme point de départ. Cette centrale doit avoir la capacité de démarrer de façon autonome, c'est-à-dire sans aucune source de tension extérieure.

Contrôle de la tension : Les régulateurs de tension des alternateurs doivent être en mode automatique en tout temps.

Réglage de la tension des groupes : La consigne de tension des alternateurs doit être maintenue à la valeur indiquée dans les instructions d'urgence. Cette consigne est déterminée par simulation pour contenir, à chaque étape du rétablissement du réseau de base, la tension à l'intérieur des limites précisées plus bas. En effet, en cours de rétablissement, les mises sous tension, puis les mises en charge successives des lignes à 735 kV entraînent des fluctuations de tension dans chaque installation selon le degré de compensation de chaque ligne.

Puissance réactive (MVAR) : Pour chacun des réseaux de base, le nombre minimum d'alternateurs qui doivent être synchronisés avant la mise sous tension des lignes ou des transformateurs est défini. Lors de la mise sous tension des lignes de transport, les alternateurs doivent fournir ou absorber les MVAR requis pour maintenir la tension à la valeur de la consigne. Si le nombre de groupes est insuffisant, on risque le décrochage par sous-excitation ou la surchauffe par surexcitation. Lors de la mise sous tension des transformateurs de puissance, il faut également avoir un minimum de groupes pour éviter des surtensions transitoires causées par de forts courants de magnétisation ou des phénomènes de résonance ferromagnétique.

Puissance active (MW) : Pour éviter les excursions de fréquence lors des prises de charge, il faut avoir suffisamment d'inertie au niveau des réseaux de base. Comme règle empirique, les prises de charges devront se faire par blocs successifs qui n'excèdent pas 5 % de la production déjà synchronisée. Concrètement, on vise une capacité de production minimale initiale de

1 000 MW pour chacun des cinq réseaux de base, donc des prises de charges par bloc de 50 MW.

En plus de ces différentes contraintes, un groupe doit être îloté sur les services auxiliaires dans chacune des centrales de départ des réseaux de base. De cette façon, advenant un déclenchement du réseau de base, l'alimentation des auxiliaires de la source de production ne sera pas affectée. Après la formation d'un deuxième lien parallèle dans un réseau de base, ce dernier n'a plus besoin d'un groupe dédié au service auxiliaire.

B. Au niveau du réseau de transport

Le niveau de tension doit être maintenu à l'intérieur de limites convenables. Le seuil maximal de tension est de 1,05 pu. Toute tension plus élevée que la tension nominale d'exploitation provoque un vieillissement prématuré des appareils et risque même de les endommager. Le seuil minimal de tension est de 0,9 pu. Il faut maintenir un niveau de tension qui permet d'alimenter adéquatement les services auxiliaires des installations et dans certains cas des clients.

Concrètement sur le réseau à 735 kV, la tension doit être maintenue entre 665 kV et 760 kV. Pour respecter ce critère, les lignes doivent être mises sous tension avec leurs inductances raccordées à chaque extrémité. Dans certains postes, pour pallier l'insuffisance de compensation, des charges devront être alimentées pour abaisser le niveau de tension.

C. Au niveau de la mise sous tension des transformateurs de puissance

En cours de rétablissement des réseaux de bases (particulièrement RB1 et RB5), l'insuffisance de compensation réactive des lignes utilisées dans le parcours nécessite une prise de charge dans quelques installations traversées pour abaisser la tension à la valeur convenable préétablie. Il faut donc pour cela procéder à la mise sous tension d'un premier transformateur de puissance. Une attention particulière doit être apportée puisque cette manœuvre peut causer des phénomènes de résonance harmonique et entraîner des surtensions importantes et dommageables. Pour éviter ce genre de phénomène transitoire, il est recommandé d'utiliser un disjoncteur muni d'une résistance de fermeture pour cette manœuvre. Une autre façon d'amortir ces surtensions transitoires est de raccorder des charges au secondaire du transformateur de puissance (environ 10 % de sa capacité nominale) **avant de le mettre sous tension**. On préconise même le recours simultané, plus prudent, aux deux méthodes. Enfin, on ne doit mettre sous tension les transformateurs de puissance suivants qu'en fonction des besoins précisés par les étapes du processus de rétablissement, et raccorder sans délai les charges pour ne pas les laisser inutilement sous tension.

VI. PRINCIPAUX OUTILS UTILISÉS LORS DE LA REMISE EN CHARGE

A. Fonction Panne

Cette fonction implantée dans les ordinateurs de conduite accuse automatiquement réception des alarmes qui sont rappelées et les archive pour consultation ultérieure. Cet outil permet, dans une situation où il y a une avalanche d'alarmes, de désengorger le système informatique et d'éviter à l'exploitant de devoir traiter chacune des alarmes individuellement. Bien que très utile, l'application de cette fonction doit être de courte durée pour permettre l'affichage des alarmes lors du processus de remise en charge du réseau.

B. Fonction MURG

Cette fonction (décrite dans un autre article du présent numéro) permet d'exécuter automatiquement les actions prévues par les étapes préliminaires des instructions d'urgence. Elle peut ouvrir des disjoncteurs pour isoler l'installation du réseau, fermer d'autres disjoncteurs pour raccorder les inductances aux lignes de transport ou préparer la réalimentation des auxiliaires lors du retour de la tension. Elle peut même mettre hors circuit les différents automatismes. Cette fonction a été implantée dans chaque centre de téléconduite et peut être actionnée pour un poste, un groupe de postes ou pour l'ensemble du CT. Le but de cet outil est évidemment d'accélérer la remise à zéro des installations après une panne.

C. Les instructions d'urgence

Le plan de remise en charge est décomposé en instructions d'urgence pour chacun des postes et chacune des centrales. Ces instructions d'urgence dictent de façon claire et concise le détail des manœuvres à effectuer dans chacune des installations pour l'isoler du réseau (manœuvres préparatoires) et pour la remettre en charge de façon sécuritaire en perdant le moins de temps possible. Elle ne doit pas contenir d'information ou de renseignement à caractère technique ou administratif et son application est obligatoire.

Lors d'une panne totale du réseau, les instructions d'urgence doivent être suivies étape par étape. Toute anomalie qui empêche leur application intégrale dans une installation doit être signalée par l'opérateur à son répartiteur CER, lequel devra, dans certains cas, aviser le répartiteur CCR. Aucun changement ne peut être apporté sans son accord, puisque les manœuvres à effectuer dans une installation découlent d'un plan d'ensemble coordonné et dépendent à la fois des manœuvres effectuées avant et de celles accomplies après.

Pour faciliter la conduite de la remise en charge au niveau des CT ou du CCR, des instructions d'urgence régionales et provinciale résument l'essentiel des étapes à accomplir dans chacun de ces centres.

VII. ACTIVITÉS DE MAINTIEN DE LA VALIDITÉ DU PLAN DE REMISE EN CHARGE

A. À court terme

De façon à réduire le plus possible les difficultés potentielles en cas de panne majeure, une surveillance quotidienne est effectuée. Ainsi, tous les jours ouvrables, la liste des appareils indisponibles (à cause d'un événement ou retirés pour entretien) fournie par le système de conduite en temps réel est examinée pour détecter ceux qui risqueraient d'affecter le rétablissement d'un ou de plusieurs réseaux de base. Dès qu'un réseau de base semble handicapé, un scénario de contournement est alors établi. De manière à respecter les divers critères techniques évoqués plus haut, bon nombre de scénarios sont prédéterminés et des simulations sont faites pour valider leur faisabilité. Dès la fin de l'indisponibilité, on retourne au scénario optimal établi en conformité du plan. Ces activités, répétées quotidiennement depuis plus de 14 ans maintenant — la dernière panne totale date du 13 mars 1989 —, peuvent faire penser au mythe de Sisyphe. Pourtant, elles demeurent essentielles puisqu'il est impossible de prévoir quand aura lieu la prochaine panne et qu'il faut donc en tout temps être prêt à faire face à cette éventualité.

B. À moyen et à long termes

Le plan de remise en charge suit l'évolution du réseau, soit pour profiter de nouveaux appareils ou de nouvelles lignes, soit pour introduire des précautions liées à l'implantation d'automatismes (SPSR, MAIS, RPTC).

De plus, une fois l'an, le plan des retraits des appareils prévu pour l'année suivante est analysé pour détecter les situations d'entretien qui causeraient des indisponibilités trop pénalisantes pour la viabilité du plan. Dans la mesure du possible, il faut maintenir la disponibilité des cinq réseaux de base, mais, à la limite, il faut qu'au moins un réseau de base du côté Manic (RB1 ou RB2) et un réseau de base du côté La Grande (RB3 ou RB4) en plus de celui de la boucle de Montréal (RB5) soient maintenus. De même, une coordination doit être faite entre les retraits des appareils de production et de transport pour limiter l'impact de ces retraits sur le plan de remise en charge.

VIII. FORMATION

Tel que signalé plus tôt, la dernière panne générale est bien loin derrière. Il ne faut pas croire toutefois qu'elle est impossible, comme la panne récente et inattendue qui est survenue chez nos voisins l'a démontré. Mais la panne de réseau n'est pas une situation « habituelle ». Ce n'est donc pas « l'expérience » qui permet aux intervenants d'avoir de bons réflexes dans une telle situation. C'est pourquoi il est primordial de leur présenter régulièrement les particularités du plan de remise en charge.

Au moins une fois l'an, les répartiteurs du CCR et ceux des CT ainsi que les opérateurs des CT participent à une session de formation donnée par le responsable provincial du maintien du plan de la direction CMÉ. Simultanément, les responsables locaux du dossier de REC dans chaque CT assurent la formation des exploitants sur les particularités de rétablissement de leur sous-réseau.

IX. CONFORMITÉ

L'élaboration et le maintien du plan de remise en charge traduisent la volonté d'Hydro-Québec d'être un exploitant responsable et sont conformes à la réglementation du NPCC (critère A3) et du NERC (Politique 5).

La compensation série, bouclier contre la panne générale

Elias Aboumrad

Une entrevue avec M. Gilles Lord, administrateur de projets.

L'histoire d'Hydro-Québec, c'est un feuilleton populaire dont chacun suit les épisodes avec grand intérêt. La saga a commencé avec la naissance de la société. Puis, d'autres événements ont contribué à sa popularité. La Manic, rendue célèbre par la chanson qu'elle a inspirée. Le 735 kV, une technologie novatrice immortalisée par la série télévisée Les bâtisseurs d'eau. Churchill Falls, qui nous a fait vivre un retournement de situation digne d'une pièce de théâtre. Les 100 000 emplois de la Baie-James, qu'il ne faut pas non plus oublier. Mais un épisode est peu connu. Une autre des nombreuses prouesses techniques d'Hydro-Québec — probablement la plus chère aux yeux de ses ingénieurs — nous a déjà valu 14 ans d'opération sans panne générale, malgré l'épisode catastrophique du verglas : la compensation série.

Le présent numéro hors série de l'Écho nous a semblé l'occasion idéale pour accorder à la compensation série toute l'attention qu'elle mérite. Gilles Lord a tenu les rênes du projet qui a mené à la réalisation de cet exploit technique. Il a accepté de nous recevoir pour partager ses souvenirs avec nous et évoquer l'aventure qu'a été pour lui la livraison de cette œuvre d'ingénierie et de construction.

« C'est un des projets les plus innovateurs qu'il m'a été donné de livrer. Plus de 90 % des équipements mis en place étaient le fruit de nouvelles technologies. Leurs caractéristiques, aussi bien leurs paramètres que leur comportement, étaient à peine connus. Aucun des appareils qui constituent maintenant la compensation série ne se trouvait dans l'entrepôt d'un fournisseur, voire sur une chaîne de montage établie. Tout a dû être homologué en cours de réalisation.

« Et là je vous parle du rôle que je jouais au début du projet. À l'étape précédente, celle de la planification, je laisse à votre imagination toutes les nuits blanches, les doutes, les analyses de risques, les simulations de comportement, les études de stabilité, les calculs mathématiques et les prises de décisions qui ont dû accompagner un projet de 1,3 milliard de dollars qui allait modifier de manière permanente le comportement d'un réseau déjà en place. Ce geste posait le jalon qui allait dorénavant caractériser le réseau de TransÉnergie, le rendre fiable et sécuritaire, capable de répondre aux exigences d'une clientèle de plus en plus dépendante de l'électricité.



Pour retrouver la source de ce projet, il faut remonter jusqu'à la panne générale de décembre 1982. Puis à celle de 1988, moment où le projet a pris forme, juste avant la défaillance de l'année suivante causée par un orage magnétique de forte intensité. En d'autres mots, Hydro-Québec avait décidé d'améliorer la fiabilité de son réseau avant même de réaliser pleinement les effets sévères que peut avoir un orage magnétique. Grâce à la panne de 1989, tous ceux qui prônaient une politique d'amélioration de la fiabilité du réseau de transport ont pu raffermir leur décision. La solution retenue, en plus d'améliorer le comportement du réseau en le rendant plus robuste, réduisait à la source les problématiques reliées aux orages géomagnétiques. En effet, la compensation série bloque les chemins que parcourent les courants géomagnétiques.

« Le projet global, tel qu'approuvé par le président-directeur général de l'époque, Claude Boivin, visait trois buts bien définis. Rendre l'exploitation plus flexible, améliorer la robustesse du réseau de transport par la compen-sation série et mieux maîtriser ce que nous considérons comme des scénarios extrêmes, c'est-à-dire les conditions qui font que les automatismes de réseau entrent en action. Ces automatismes sont le Rejet de

production et télédélestage de charges (RPTC) et la Manœuvre automatique des inductances shunts (MAÏS). L'ensemble forme un tout cohérent, homogène, mais ses éléments sont interdépendants. L'effet de l'ensemble va bien au-delà de celui de chacun des éléments pris individuellement.

« Pour schématiser le degré de complexité extrême, nous avons eu recours à rien de moins qu'au septième art. Il fallait bien, lorsque nous parlions du projet, que l'auditoire puisse s'en faire une image. Un cinéaste a produit un vidéo qui représentait l'énergie produite à la Baie James ou à Churchill Falls par un gros moteur. Cette énergie était livrée, au bout d'un essieu d'une longueur impossible, à une roue qui représentait les villes du sud. La compensation série permettait de raccourcir cet essieu. L'argument préconisé était "plus l'essieu est court, plus il est solide et plus son entretien est facile". En mécanique, pour raccourcir l'essieu, il aurait fallu rapprocher le réservoir de la Baie James (ou déménager nos grandes villes vers le nord, comme vous préférez!). En électricité toutefois, une telle manœuvre était réalisable. Une ligne de 300 km avec 33 % de compensation série équivaut à une ligne de 200 km sans compensation. C'est comme si on diminuait la longueur d'une ligne de transport du tiers.

« Je suis entré en fonction comme administrateur deux ans après l'approbation du projet, c'est-à-dire en 1990. La première étape, qui visait le nord-est, le réseau Churchill, était déjà en marche. Quand je suis arrivé, les deux chantiers de Churchill et de la Baie James étaient fusionnés en un seul projet. Je rendais des comptes à Claude de Grandmont, vice-président, Équipement de transport. La première mise en service s'est faite en 1993 au poste Bergeronnes, en présence d'Armand Couture qui avait déjà succédé à Claude Boivin. Les derniers éléments ont été mis en place au début de l'an 2000.

« Quand nous avons lancé les appels d'offre pour l'achat des bancs de compensation série du réseau nord-ouest, nous avons fait nos provisions en fonction des prix qui avaient cours sur le réseau nord-est. C'est alors que la concurrence est devenue féroce entre nos trois fournisseurs potentiels : ABB, GE et Siemens. À notre grande surprise, nos provisions budgétaires dépassaient de 150 millions de dollars les coûts d'adjudication.

« Dans un projet de cette envergure, qui se déroule sur un grand nombre d'années, le plus difficile est de gérer



Figure 1. Bergeronnes, premier poste de compensation série mis en service en 1993. De gauche à droite : Marcel Coutu chef programmation et contrôle de coûts, Jean-Pierre Robert, administrateur d'exploitation, Denis Lessard, administrateur d'ingénierie, Luc Laporte, chef des travaux, Armand Couture, président-directeur général, André Boily, vice-président de la région Saguenay, Gilles Lord, administrateur de projet, François Fiset, coordonnateur d'ingénierie, Claude de Grandmont, vice-présidetn, équipements de transport et Claude Lussier, chef de chantier.

les changements des commandes. Et des changements, il y en a eu. À un moment donné, un accident est survenu au Brésil sur un banc de condensateurs semblables aux nôtres. Des varistances ont explosé. Nous avons évidemment étudié cet accident, redoublé nos efforts, refait nos simulations pour voir si nous étions susceptibles de subir une situation semblable. Des études et des essais réalisés à l'IREQ ont confirmé que, dans des conditions bien particulières, les condensateurs pourraient se décharger dans les varistances et les faire exploser. Un changement de commande important, qui nous a coûté plusieurs millions de dollars, nous a permis d'améliorer la conception et de nous mettre à l'abri d'un tel accident.

« Nous vivions les premiers moments d'une technologie nouvelle. Cela nous gardait dans un état de tension continuelle. Parce que, dans d'autres coins du monde, l'équivalent de l'un ou l'autre des composants de notre système pouvait être en exploitation, nous étions toujours à l'affût des occasions d'apprendre des expériences des autres. L'ensemble de notre système est unique, mais nous pouvions trouver ailleurs des éléments équivalents à ceux qui le composent. Notre vigilance a mené à une grande quantité de modifications, d'adaptations qui se sont traduites en changements de commande. Cela nous a coûté cher, mais ces décisions ont fait leurs preuves.

« À plus d'une occasion, la sécurisation du réseau, obtenue notamment par la compensation série et les automatismes, nous a permis d'éviter une panne générale. J'ai en mémoire deux incidents confirmés — il doit y en avoir eu plusieurs autres —, des situations qui auraient provoqué une panne générale de réseau si la compensation série n'avait pas été là.

« À plus d'un égard, ce projet a marqué Hydro-Québec. C'était la première fois que le client, maintenant TransÉnergie, et le fournisseur, Équipement, étaient liés autant dans la participation que dans le suivi d'un projet, au jour le jour. Historiquement, Équipement s'occupait d'un projet dans toute sa phase de réalisation. Nous bousculions même notre client à l'occasion avec notre attitude "nous savons ce qui est meilleur pour vous". Le client n'entrait en scène qu'à la mise en route. Mais la compensation série avait son administrateur de l'exploitation, continuellement impliqué dans toutes les phases de la réalisation et, à plus forte raison, dans celles de la mise en route. Jean-Pierre Robert a tenu ce rôle important pendant de nombreuses années.

« Client et fournisseur ont tenu leur rôle respectif avec tout ce que cela comporte de décisions, de collisions, de compromis, de responsabilités et de prises de position. Nous avions une réunion hebdomadaire sur l'état d'avancement des travaux avec l'administrateur de l'exploitation. C'est dire combien la coopération client-fournisseur était jugée importante. À chaque semaine, nous faisions part à l'exploitation de notre progression et de nos demandes. Ce niveau de coopération n'avait, à ma connaissance, jamais été atteint entre ces deux entités jalouses de leur autonomie.

« Quand je pense à ce projet, à tous les talents qu'il a requis, au niveau de détermination de ses acteurs... Vraiment, c'était une belle aventure. »



Elias Aboumrad a obtenu son diplôme d'ingénieur de l'École Polytechnique de Montréal en 1971. Actuellement, il occupe un poste d'ingénieur à la direction Contrôle des mouvements d'énergie à TransÉnergie. Il a été du premier système d'acquisition de données du réseau de transport livré à Hydro-Québec par Bédard Girard en 1973. Ensuite, il a participé tour à tour à la mise en place des deux systèmes de gestion d'énergie qui ont suivi. Il a participé au développement de l'automatisme Rejet de production Baie-James, remplacé depuis par le RPTC. Il a intégré les centrales de la Baie James à la fonction de Réglage fréquence puissance (RFP) avant d'y ajouter la fonction d'optimisation des groupes. Délégué syndical au SPIHQ depuis de nombreuses années, il est depuis le début 2003 responsable du comité Écho.

Liste des acronymes

ARC	Automatisme de Rejet de la Centrale LG1
ATI	Logiciel d'analyse topologique des installations
CASE	Logiciel pour déterminer la capacité thermique des lignes de transport
CCR	Centre de conduite de réseau
CED	Centre d'exploitation de la distribution
CER	Centres d'exploitation régionaux, c'est l'ancienne appellation des CT
CT	Centre de téléconduite
DISRÉ	Disponibilités et Réserves
DSF	Délestage en Sous-Fréquence
EMS	Energy Management System
EMTP	Electromagnetic Transients Program
IREQ	Institut de recherche d'Hydro-Québec
LANGAGE	Logiciel d'analyse et de gestion des alarmes Généralisé
LASER	Logiciel d'analyse de la sécurité du réseau
LIMSEL	Limit Selection
MAIS	Manoeuvre Automatique d'Inductances Shunt
MHTO	Mise Hors Tension Ordonnée du réseau Tilly-LA1-LA2
MURG	Fonction de mesures d'urgences
NERC	North American Electric Reliability Council
NPCC	Northeast Power Coordinating Council
OASIS	Open Access Same Time Information System
OM/OS	Logiciel de gestion des retraits sur les équipements de transport
RB	Réseau de base
RPTC	Rejet de Production et Télédélestage de Charge
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SPSR	Solution aux Problèmes de la Séparation du Réseau
ST	Station de télémétrie
TDI-CN	Télé-Déclenchement d'Inductances Côte-Nord
TDI-MM	Télé-Déclenchement d'Inductances Manicouagan-Micoua
TDST	Télé-Délestage de charge en Sous-Tension
TÉ	TransÉnergie
TTC	Total Transmission Capability (capacité de transport)
UCE	Unités Centrales d'événements
URP	Unités de rejet de production

Dans notre prochain numéro

Le prochain numéro est le dernier à paraître en 2003.
Il portera sur le bilan de cette année qui s'achève.

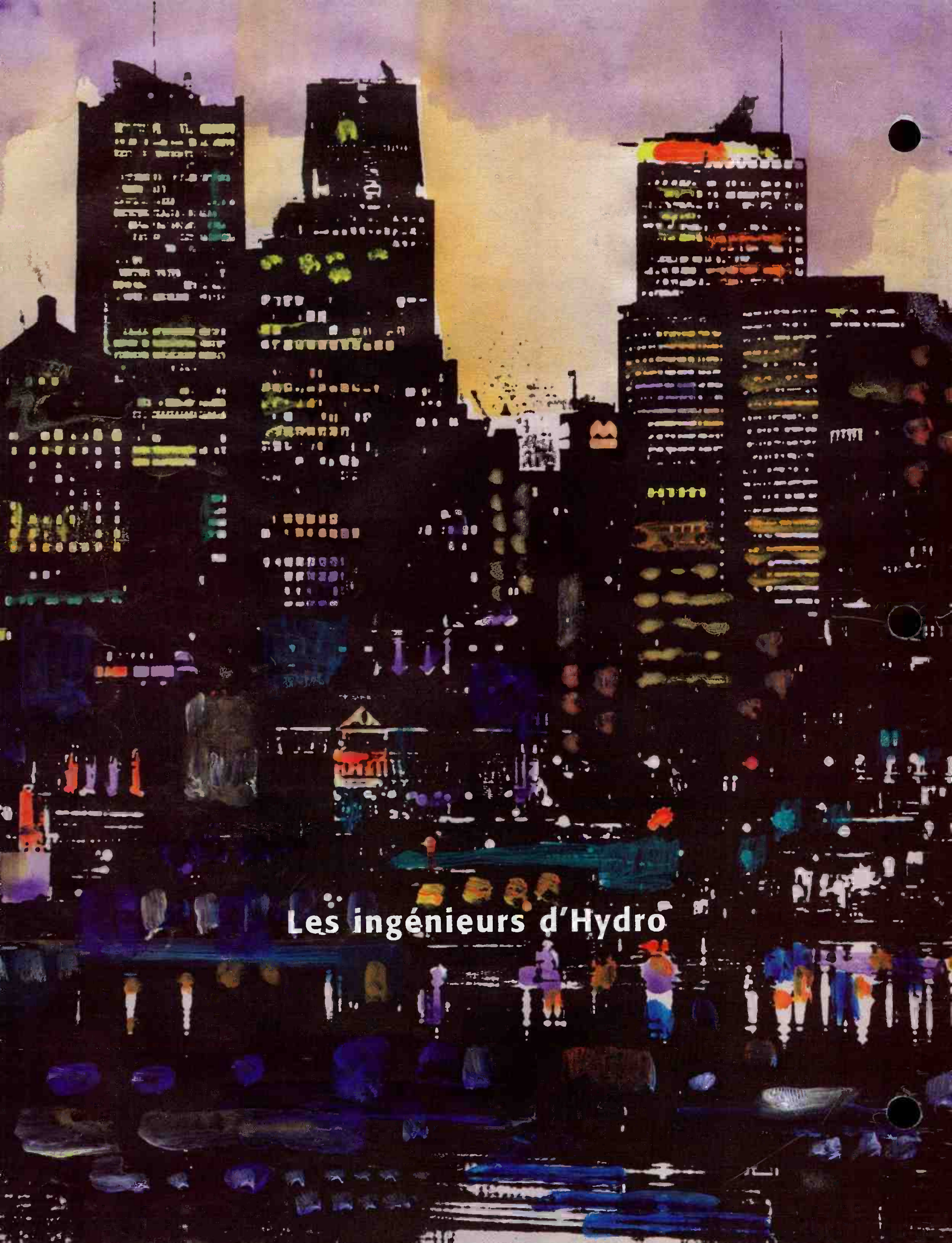
LE SPIHQ A BESOIN DE VOUS

Comité ou délégation	Nombre de postes vacants	✘
Nominations	2	
Reclassification	1	
Recours à l'externe	1 à Équipement	
CTTA	1	
Déontologie	2	
Écho	2	
Juridiction	1	
Santé sécurité	1	
Griefs	1	

Il y a présentement des postes vacants au sein des comités du SPIHQ. Voilà une belle occasion de contribuer à l'essor de votre syndicat, tout en développant une expérience humaine enrichissante.
Si un poste vous intéresse, informez le secrétaire du SPIHQ de vos objectifs et de vos motivations avec copie au responsable du comité en titre.

Télécopieur : (514) 845-0082
Courrier électronique : spihq@spihq.qc.ca

Pour plus d'information, téléphonez au 845-4239 ou au 1 800 567-1260.
Les nominations doivent être entérinées lors du prochain conseil syndical.


Les ingénieurs d'Hydro